

Fuente : Diario Oficial de la Federación

Fecha de Publicación: 08 Noviembre de 2004

Fecha de Aclaración: 18 Abril de 2005

NOM-013-SECRE-2004

NORMA OFICIAL MEXICANA, REQUISITOS DE SEGURIDAD PARA EL DISEÑO, CONSTRUCCION, OPERACION Y MANTENIMIENTO DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL LICUADO QUE INCLUYEN SISTEMAS, EQUIPOS E INSTALACIONES DE RECEPCION, CONDUCCION, VAPORIZACION Y ENTREGA DE GAS NATURAL. (SUSTITUYE A LA NOM-EM-001-SECRE-2002, REQUISITOS DE SEGURIDAD PARA EL DISEÑO, CONSTRUCCION, OPERACION Y MANTENIMIENTO DE PLANTAS DE ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL LICUADO QUE INCLUYEN SISTEMAS, EQUIPOS E INSTALACIONES DE RECEPCION, CONDUCCION, REGASIFICACION Y ENTREGA DE DICHO COMBUSTIBLE).

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

La Comisión Reguladora de Energía, con fundamento en los artículos 38 fracción II, 40 fracciones I, III, XIII y XVIII, 41 y 47 fracción IV, 73 y demás relativos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 16 y 33 fracciones I, IX y XII de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1, 2 fracción VI y 3 fracciones XII, XV y XXII de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía; 4, 9, 14 fracción IV y 16 de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo; 28, 34, 80 y 81 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 1 y 70 fracción VII del Reglamento de Gas Natural; y 3 fracción VI inciso a), 34 fracciones XVI y XIX y 35 del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía, y

CONSIDERANDO

Primero. Que con fecha 19 de septiembre de 2003, el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural y de Gas Licuado de Petróleo por Medio de Ductos, publicó en el **Diario Oficial de la Federación** el Proyecto de Norma Oficial Mexicana NOM-013-SECRE-2003, Requisitos de seguridad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de plantas de almacenamiento de gas natural licuado que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conducción, vaporización y entrega de dicho combustible a efecto de recibir comentarios de los interesados.

Segundo. Que transcurrido el plazo de 60 días a que se refiere el artículo 47 fracción I de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización para recibir los comentarios que se mencionan en el considerando anterior, el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural y de Gas Licuado de Petróleo por Medio de Ductos estudió los comentarios recibidos y, en los casos que estimó procedentes, modificó el Proyecto de Norma en cita.

Tercero. Que con fecha 18 de octubre de 2004, se publicaron en el **Diario Oficial de la Federación** las respuestas a los comentarios recibidos al Proyecto de Norma Oficial Mexicana NOM-013-SECRE-2003, Requisitos de seguridad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de plantas de almacenamiento de gas natural licuado que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conducción, vaporización y entrega de dicho combustible.

Cuarto. Que como resultado de lo expuesto en los considerandos anteriores, se concluye que se ha dado cumplimiento al procedimiento que señalan los artículos 38, 44, 45, 47 y demás relativos a la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, por lo que se expide la siguiente: Norma Oficial Mexicana NOM-013-SECRE-2004, Requisitos de seguridad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de terminales de almacenamiento de gas natural licuado que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conducción, vaporización y entrega de gas natural.

NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-013-SECRE-2004, REQUISITOS DE SEGURIDAD PARA EL DISEÑO, CONSTRUCCION, OPERACION Y MANTENIMIENTO DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL LICUADO QUE INCLUYEN SISTEMAS, EQUIPOS E INSTALACIONES DE RECEPCION, CONDUCCION, VAPORIZACION Y ENTREGA DE GAS NATURAL

En la elaboración de esta Norma Oficial Mexicana participaron las instituciones siguientes: Secretaría de Energía, Comisión Reguladora de Energía, Secretaría de Marina, Secretaría de Comunicaciones y Transportes, Comisión Federal de Electricidad, Pemex Gas y Petroquímica Básica, Pemex Dirección Corporativa de Ingeniería y Desarrollo de Proyectos, ChevronTexaco de México, S.A. de C.V., Energía Costa Azul S. de R.L. de C.V., Terminal de LNG de Altamira, S. de R.L.

de C.V., Asociación Mexicana de Gas Natural y Compañía de Inspección Mexicana, S.A. de C.V., en representación de las Unidades de Verificación en Materia de Gas Natural.

INDICE

Parte 1. Terminales de almacenamiento de GNL en tierra firme

- 101 Objetivo
- 102 Campo de aplicación
- 103 Referencias
- 104 Definiciones
- 105 Ubicación de la terminal de almacenamiento de GNL
- 106 Análisis de riesgos en la terminal de almacenamiento de GNL
- 107 Control de derrames y fugas
- 108 Seguridad en la instalación de equipos
- 109 Tanques de almacenamiento de GNL
- 110 Sistema de vaporización
- 111 Sistemas de tubería y sus componentes
- 112 Instrumentación y servicios eléctricos
- 113 Transferencia de GNL y refrigerantes
- 114 Plan integral de seguridad y protección civil
- 115 Operación
- 116 Mantenimiento
- 117 Capacitación del personal

Parte 2. Terminales de almacenamiento de GNL costa afuera

- 201 Objetivo
- 202 Definiciones
- 203 Diseño
- 204 Metodología de diseño para terminales de almacenamiento de GNL costa afuera
- 205 Estructuras fijas por gravedad sobre el fondo del mar
- 206 Tanques de almacenamiento de GNL
- 207 Instalaciones en la plataforma

Parte 3. Gasoductos submarinos

- 301 Objetivo
- 302 Definiciones
- 303 Diseño
- 304 Instalación
- 305 Pruebas preoperativas
- 306 Operación y mantenimiento
- 307 Documentación

Parte 4. Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad

- 401 Objetivo
- 402 Referencias
- 403 Definiciones

- 404 Procedimiento
- 405 Disposiciones generales
- 406 Requisitos de la verificación
- 407 Bibliografía
- 408 Concordancia con normas internacionales
- 409 Vigilancia

Parte 1. Terminales de almacenamiento de GNL en tierra firme

101 Objetivo

Esta Norma Oficial Mexicana (NOM) establece los requisitos mínimos de seguridad relativos al diseño, construcción, operación y mantenimiento de terminales de almacenamiento de Gas Natural Licuado que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conducción, vaporización y entrega de gas natural.

102 Campo de aplicación

102.1 Esta NOM consta de cuatro partes: la primera parte se aplica a las terminales de almacenamiento de GNL con instalaciones fijas en tierra firme. La segunda parte se aplica a las terminales de almacenamiento de GNL instaladas costa afuera, desde el punto de recepción del GNL hasta el punto de entrega del combustible en estado gaseoso a un sistema de transporte por ductos y comprende los sistemas de recepción, conducción, almacenamiento, vaporización de GNL y entrega de gas natural. La tercera parte de la NOM se refiere al diseño del gasoducto submarino para conducir el gas natural desde la terminal de almacenamiento mar adentro hasta el litoral. En la cuarta parte de la NOM se establece el Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad (PEC).

102.2 El diseño, construcción, operación y mantenimiento de las terminales de almacenamiento de GNL deben cumplir con los requisitos mínimos que establece esta NOM, sin que ello impida el uso de sistemas, equipos, métodos o instrumentos de calidad, resistencia, resistencia al fuego, efectividad, integridad estructural, durabilidad y seguridad equivalentes o superiores a los señalados en la misma.

102.3 En lo no previsto por esta NOM, incluyendo sistemas y equipos de diseño reciente, terminales o instalaciones que no estén en tierra firme o en general innovaciones tecnológicas con insuficiente experiencia operativa a nivel internacional, el permisionario, con el objeto de obtener la previa autorización correspondiente, debe proponer y justificar ante la Comisión Reguladora de Energía la tecnología que aplicará para tales efectos, allegándose para ello la documentación y referencias técnicas que representen las prácticas internacionalmente reconocidas para satisfacer en lo conducente los requisitos que se señalan en esta NOM.

102.4 De conformidad con el artículo 49 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, el permisionario bajo su responsabilidad puede solicitar autorización de la Comisión Reguladora de Energía para utilizar o aplicar materiales, equipos, procesos, métodos de prueba, mecanismos, procedimientos o tecnologías alternativos, acompañando dicha solicitud de la evidencia científica u objetiva necesaria que compruebe que con la alternativa planteada se da cumplimiento al objetivo de la NOM.

103 Referencias

El cumplimiento de esta NOM es sin perjuicio de las obligaciones que establezcan las NOM relacionadas y cualesquier otras disposiciones jurídicas aplicables. La aplicación de esta NOM está relacionada, entre otras, con las siguientes NOM o las que las sustituyan.

103.1 NOM-001-SECRE-2003, Calidad del gas natural, publicada en el **Diario Oficial de la Federación** el 29 de marzo de 2004.

103.2 NOM-006-SECRE-1999, Odorización del gas natural, publicada en el **Diario Oficial de la Federación** el 27 de enero de 1999.

103.3 NOM-007-SECRE-1997, Transporte de gas natural, publicada en el **Diario Oficial de la Federación** el 4 de febrero de 2000.

103.4 NOM-008-SECRE-1999, Control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas, publicada en el **Diario Oficial de la Federación** el 27 de enero de 2000.

103.5 NOM-009-SECRE-2002, Monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas natural y gas LP en ductos, publicada en el **Diario Oficial de la Federación** el 8 de febrero de 2002.

103.6 NOM-001-SEDE-1999, Instalaciones eléctricas (utilización), publicada en el **Diario Oficial de la Federación** el 27 de septiembre de 1999.

103.7 NOM-003-SEGOB-2002, Señales y avisos para protección civil.- Colores, formas y símbolos a utilizar, publicada en el **Diario Oficial de la Federación** el 17 de septiembre de 2003.

103.8 NOM-001-STPS-1999, Edificios, locales, instalaciones y áreas en los centros de trabajo-Condición de seguridad e higiene, publicada en el **Diario Oficial de la Federación** el 13 de diciembre de 1999.

103.9 NOM-002-STPS-2000, Condiciones de seguridad, prevención y combate de incendios en los centros de trabajo, publicada en el **Diario Oficial de la Federación** el 8 de septiembre de 2000.

103.10 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.

103.11 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 **Diario Oficial de la Federación** el 2 de febrero de 1999.

103.12 NOM-017-STPS-2001, Equipo de protección personal-Selección, uso y manejo en los centros de trabajo, publicada en el **Diario Oficial de la Federación** el 5 de noviembre de 2001.

103.13 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 **Diario Oficial de la Federación** el 27 de octubre de 2000.

103.14 NOM-020-STPS-2002, Recipientes sujetos a presión y calderas-Funcionamiento-Condición de seguridad, publicada en el **Diario Oficial de la Federación** el 28 de enero de 2002.

103.15 NOM-026-STPS-1998, Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías, publicada en el **Diario Oficial de la Federación** el 13 de octubre de 1998.

103.16 NOM-027-STPS-2000, Soldadura y corte. Condiciones de seguridad e higiene, publicada en el **Diario Oficial de la Federación** el 8 de marzo de 2001.

103.17 NOM-014-SCFI-1997, Medidores de desplazamiento positivo tipo diafragma para gas natural o gas LP, publicada en el **Diario Oficial de la Federación** el 23 de octubre de 1999.

103.18 NOM-093-SCFI-1994, Válvulas de relevo de presión.- Seguridad, seguridad-alivio y alivio, publicada en el **Diario Oficial de la Federación** el 8 de diciembre de 1997.

104 Definiciones

Para efectos de esta NOM y su Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad, los siguientes términos se entenderán como se describe a continuación:

104.1 Área de retención o de contención: El área definida mediante el uso de diques y/o por la topografía del lugar con el propósito de contener cualquier derrame de fluidos peligrosos y conducirlo a un confinamiento seguro.

104.2 Área de transferencia: El área de una terminal de almacenamiento de Gas Natural Licuado donde existe un sistema de ductos, estructuras y conectores para introducir Gas Natural Licuado a dicha terminal.

104.3 Área de transferencia marina: El área de una terminal de almacenamiento de Gas Natural Licuado en el litoral o mar adentro que se utiliza para atracar los buques y descargar y recibir el Gas Natural Licuado transportado por dichos buques.

104.4 Buque de GNL o buque: El barco dedicado a transportar Gas Natural Licuado de las plantas de licuefacción a las terminales de almacenamiento.

104.5 Componente: El sistema o parte de la terminal de Gas Natural Licuado que funciona como una unidad, entre los que se incluyen de manera enunciativa mas no limitativa, el sistema de recepción, tuberías, tanques de almacenamiento, equipo de manejo y vaporización de GNL, mecanismos de control, sistemas de retención, sistemas eléctricos, mecanismos de seguridad, equipo de control de incendios y equipos de comunicaciones.

104.6 Contenedor autosoportado: El contenedor que está diseñado estructuralmente para soportar las cargas a las que se prevé será sometido.

104.7 Contenedor de membrana: El contenedor interior no autosoportado constituido por membranas deformables de un metal que soporta las propiedades fisicoquímicas del Gas Natural Licuado; su función es contener el GNL y deformarse de acuerdo con los cambios de temperatura del mismo.

104.8 Contenedor primario: El contenedor de pared doble cuya pared interior está construida con materiales que soportan las propiedades fisicoquímicas del Gas Natural Licuado. La pared exterior sólo sirve para retener y proteger el aislamiento criogénico que está en el espacio entre ambas paredes y para resistir la presión de purga de gas, pero no está diseñado para contener el Gas Natural Licuado.

104.9 Contenedor secundario: El contenedor autosoportado que rodea al contenedor primario en los tanques de contención doble y de contención total. Este contenedor debe ser capaz de contener el Gas Natural Licuado derramado en caso de falla del contenedor primario.

104.10 CRE: La Comisión Reguladora de Energía.

104.11 Dispositivo contra falla: La característica o elemento de diseño que permite mantener en condiciones de seguridad la operación de un sistema en caso de interrupción del suministro de energía o mal funcionamiento de otro componente o de los dispositivos de control.

104.12 Equipos de vaporización o vaporizadores: Los equipos de transferencia de calor utilizados para cambiar el estado físico del gas natural de líquido a gaseoso.

104.13 Evaporación de GNL: La formación de vapor por ebullición de la superficie del Gas Natural Licuado dentro de los tanques de almacenamiento.

104.14 Evaporación súbita de GNL: La formación repentina de vapor en los tanques de almacenamiento ocasionada por el movimiento súbito del Gas Natural Licuado dentro de los tanques de almacenamiento debido a la estratificación causada por la diferencia de densidades

104.15 Gas Natural: La mezcla de hidrocarburos compuesta principalmente por metano.

104.16 Gas Natural Licuado (GNL): La mezcla de hidrocarburos en estado líquido compuesta principalmente por metano.

104.17 Ingeniería Básica y de Diseño del Proyecto (IBDP): Las especificaciones del diseño de la terminal de almacenamiento de gas natural licuado con el nivel de detalle necesario para iniciar con las actividades de Ingeniería de construcción, Procuración de materiales, componentes y equipos, y Construcción de dicha terminal.

104.18 Ingeniería, Procuración y Construcción (IPC): Las especificaciones de trabajos de ingeniería, fabricación y construcción requeridas para construir los diferentes componentes de la terminal de almacenamiento de gas natural licuado, hasta la puesta en servicio y pruebas previas a la entrada en operación de dicha terminal.

104.19 LFMN: La Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

104.20 Normas aplicables: Las normas oficiales mexicanas y normas mexicanas aplicables en la Ingeniería Básica y de Diseño del Proyecto (IBDP) y en la Ingeniería, Procuración y Construcción (IPC). En lo no previsto por éstas o en ausencia de las mismas, el permisionario debe cumplir bajo su responsabilidad y sujeto a la autorización de la Comisión Reguladora de Energía en los términos del artículo 49 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, con las normas internacionales, y a falta de éstas, con las prácticas internacionalmente reconocidas que resulten aplicables.

104.21 Peligro: La condición que tiene potencial para iniciar un incidente o accidente.

104.22 Permisionario: El titular de un permiso de almacenamiento en los términos del Reglamento de Gas Natural.

104.23 Permiso: El permiso de almacenamiento otorgado por la Comisión Reguladora de Energía, en conformidad con la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y el Reglamento de Gas Natural.

104.24 Práctica internacionalmente reconocida: Las especificaciones técnicas, metodologías o lineamientos, documentados y expedidos por autoridades competentes u organismos reconocidos por su relevancia en el mercado internacional de la industria del Gas Natural Licuado.

104.25 Presión de diseño: La presión utilizada en el diseño de un equipo, contenedor o tanque con el propósito de determinar el espesor de pared mínimo permisible o las características mecánicas de sus partes.

104.26 Propiedades fisicoquímicas del Gas Natural Licuado: La temperatura, presión, densidad y composición química del Gas Natural Licuado, entre otras.

104.27 Riesgo: La probabilidad de que ocurra un incidente o accidente.

104.28 RLFMN: El Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

104.29 Tanque de almacenamiento de Gas Natural Licuado de contención doble: Aquél cuyo contenedor primario está rodeado por un contenedor secundario diseñado para controlar el líquido pero no la evaporación de Gas Natural Licuado en caso de falla del contenedor primario.

104.30 Tanque de almacenamiento de Gas Natural Licuado de contención sencilla: Aquél cuyo contenedor primario no está rodeado por un contenedor secundario por lo que requiere de un sistema de retención de derrames de Gas Natural Licuado en caso de falla del contenedor primario.

104.31 Tanque de almacenamiento de Gas Natural Licuado de contención total: Aquél cuyo contenedor primario está rodeado por un contenedor secundario con techo diseñado para controlar el líquido y la evaporación de Gas Natural Licuado en caso de falla del contenedor primario.

104.32 Terminal de almacenamiento de GNL en el litoral o en la costa: El sistema compuesto por instalaciones y equipos instalados en tierra firme en un predio ubicado en el litoral, aptos para recibir Gas Natural Licuado de buques, conducirlo a los tanques de almacenamiento y vaporizarlo para entregar gas natural a un sistema de transporte por ductos.

104.33 Terminal de almacenamiento de GNL tierra adentro: El sistema compuesto por instalaciones y equipos instalados en tierra firme fuera del litoral, aptos para recibir Gas Natural Licuado, conducirlo a los tanques de almacenamiento y vaporizarlo para entregar gas natural a otro sistema.

105 Ubicación de la terminal de almacenamiento de GNL

105.1 La ubicación de la terminal de almacenamiento de GNL deberá sujetarse a las especificaciones generales siguientes, sin perjuicio de las características específicas que resulten del análisis de riesgos del capítulo 106 de esta NOM, y de las obligaciones que establezcan otras normas oficiales mexicanas y disposiciones jurídicas aplicables, competencia de otras autoridades.

105.2 El sitio donde se instale la terminal de almacenamiento de GNL debe ser accesible por aire, tierra y mar, en su caso, para seguridad del personal y de la terminal en la eventualidad de un incendio o accidente. Se deben determinar los límites de las condiciones climáticas que permitan el acceso al sitio para evacuar al personal en caso de que se prevean condiciones climáticas más severas que pudieran impedir el acceso a la terminal.

105.3 Para terminales de almacenamiento que recibirán el GNL de buques, el acceso marítimo al sitio debe permitir las maniobras de entrada y salida de los buques, en operación normal y de emergencia, con la máxima seguridad.

105.4 El predio debe tener la configuración y dimensiones adecuadas para cumplir con los requisitos establecidos en el capítulo 107 de esta NOM.

105.5 El predio debe tener la configuración que propicie dentro de lo posible, la protección de la terminal contra las fuerzas de la naturaleza, por ejemplo, inundaciones, marejadas, sismos, entre otros.

105.6 El predio debe tener las características topográficas adecuadas para recolectar y retener el GNL y/o líquidos inflamables derramados dentro de los límites del predio, en su caso, así como facilitar la conducción y drenado de agua superficial.

105.7 Se deben realizar los estudios que, de manera enunciativa mas no limitativa, se mencionan a continuación para comprobar que el predio se ubica en una zona que tiene las condiciones adecuadas para instalar la terminal de almacenamiento de GNL:

- a) Del suelo y del subsuelo.
- b) De análisis de riesgo para definir contornos de riesgo relativos a la terminal.
- c) De riesgo de incendio de la vegetación aledaña, en su caso.
- d) De ríos y mantos acuíferos subterráneos y superficiales.
- e) Climatológicas y sismológicas.

105.8 Para las terminales de almacenamiento de GNL que reciben el GNL de buques, se deben realizar adicionalmente estudios oceanográficos y de actividad marítima, incluyendo el acceso marítimo al sitio y los movimientos de los buques y otras embarcaciones que, en su caso, se encuentren operando en la zona de influencia de la terminal.

106 Análisis de riesgos en la terminal de almacenamiento de GNL

106.1 La ubicación y el diseño de la terminal de almacenamiento de GNL deben estar fundamentados en un análisis de riesgos cuya metodología se describe en este capítulo. Lo anterior, sin perjuicio del análisis de riesgos más allá de los límites de la terminal de almacenamiento de GNL según lo requieran otras disposiciones jurídicas aplicables por otras autoridades competentes y con el alcance determinado por ellas.

106.2 Metodología. La metodología del análisis de riesgos aplicada a la terminal de almacenamiento de GNL debe ser probabilística y determinística.

106.2.1 El enfoque probabilístico debe considerar lo siguiente:

- a) Recolección de datos sobre tasas de falla.
- b) Identificación de las condiciones peligrosas de origen interno y externo a la terminal de almacenamiento de GNL.
- c) Determinación y clasificación de la probabilidad de ocurrencia de las condiciones peligrosas identificadas de acuerdo con los conceptos siguientes: 1. Frecuente, 2. Posible, 3. Raro, 4. Extremadamente raro, 5. Improbable, 6. Probabilidad no cuantificable. La evaluación de la probabilidad de ocurrencia de las condiciones peligrosas debe realizarse de conformidad con las Normas Aplicables.
- d) Cuantificación de las consecuencias de cada accidente sobre las personas y los bienes para clasificarlas en: 1. Catastrófica, 2. Grave, 3. Significante, 4. Reparable, 5. Nula. La evaluación de las consecuencias de cada accidente debe realizarse de conformidad con las Normas Aplicables.
- e) Clasificación de los accidentes de acuerdo con las consecuencias cuantificadas y la probabilidad de ocurrencia para determinar el nivel de riesgo en: 1. No aceptable, 2. Debe mejorarse, 3. Normal.
- f) Una matriz de niveles de riesgos y su análisis comparativo con referencia a instalaciones similares, y verificar que ningún riesgo se clasifica en la categoría de "No aceptable".

106.2.2 El enfoque determinístico debe considerar lo siguiente:

- a) Definición de peligros de origen interno y externo a la terminal de almacenamiento de GNL.
- b) Establecimiento de peligros probables.
- c) Determinación y cuantificación de las consecuencias de un accidente.
- d) Justificación de las medidas necesarias para mejorar la seguridad y limitar los riesgos.

106.2.3 La identificación de los peligros y evaluación de las consecuencias de un accidente puede basarse en métodos convencionales como:

- a) Estudio de Peligros de la Operación (EPO)
- b) Análisis del Efecto de modo de Falla (AEF)
- c) Método de Arbol de Eventos (MAE)
- d) Método de Arbol de Fallas (MAF)

106.2.4 Se debe definir el procedimiento de evaluación de riesgos que debe realizarse en la fase inicial del diseño de la terminal de almacenamiento de GNL, el cual debe actualizarse durante el desarrollo de la ingeniería de detalle de la terminal de almacenamiento de GNL a efecto de identificar cualquier incremento en el nivel de riesgo y eliminar riesgos no aceptables.

106.2.5 Se deben realizar Estudios de Peligros de la Operación (EPO) detallados cuando los Diagramas de Tuberías e Instrumentación (DTI) para el proceso y demás sistemas estén desarrollados y repetirse en caso de cambios de diseño o de construcción.

106.3 Identificación de peligros de origen externo. Se deben realizar estudios para identificar los peligros factibles del entorno natural, urbano e industrial y de las vías de comunicación en el exterior de la terminal de almacenamiento de GNL y que son causados, entre otros, por lo siguiente:

- a) Atrake y maniobra de los buques
- b) Radiación térmica debida a incendios
- c) Nubes de gases inflamables, asfixiantes, tóxicos o irritantes
- d) Impacto de barcos y aviones, entre otros
- e) Eventos naturales tales como rayos, inundación, sismos y maremotos, entre otros
- f) Ondas de radio de alta energía

106.4 Identificación de peligros de origen interno. Se deben realizar estudios para identificar los siguientes peligros de origen interno:

106.4.1 Peligros específicos del GNL.

a) Se deben determinar los peligros por fugas de GNL en los sistemas siguientes:

1. De recepción y de tuberías de conducción de GNL y de retorno de vapor al buque de GNL
2. De recepción del GNL y de interconexión del buque con la terminal de almacenamiento de GNL

3. De almacenamiento y de proceso

b) El peligro debido a fugas de GNL y gas natural se puede evaluar por las consecuencias de un accidente definidas en función de los rubros siguientes:

1. Identificación del origen posible y probabilidad de ocurrencia
2. Localización de la fuga
3. Tipo de fluido, GNL o gas natural
4. Flujo y duración de la fuga
5. Condiciones climáticas y factores de dispersión de vapores
6. Efectos de origen natural, de la topografía del suelo y de temperaturas criogénicas sobre las estructuras de la terminal

106.4.2 Peligros no específicos del GNL, son causados por agentes diferentes al GNL, entre los cuales están los siguientes:

- a) Almacenamiento de hidrocarburos diferentes del GNL, tales como líquidos refrigerantes, GLP y gasolinas
- b) Fallas de comunicación entre el buque de GNL y la terminal
- c) Tráfico de vehículos dentro de la terminal durante la construcción y la operación
- d) Fugas de fluidos peligrosos, tales como líquidos inflamables, entre otros
- e) Compresores y equipos presurizados y maquinaria rotatoria
- f) Instalaciones eléctricas
- g) Instalaciones en el puerto asociadas con la terminal de almacenamiento de GNL

107 Control de derrames y fugas

107.1 Aspectos generales:

107.1.1 Para minimizar la posibilidad de descargas accidentales de GNL que pongan en riesgo propiedades vecinas o equipo de proceso y estructuras importantes dentro de la terminal de almacenamiento de GNL o que lleguen a vías de agua, por ejemplo canales y ríos, se debe contar con medidas integrales de diseño y operación de la terminal de almacenamiento de GNL, que consisten de áreas de retención, drenajes y áreas de confinamiento del GNL.

107.1.2 Las áreas de retención pueden estar formadas por una barrera natural, dique, excavación, muro de contención o combinación de los anteriores, más un sistema de drenaje natural o artificial que cumpla con las secciones 107.2 y 107.3 de esta NOM.

107.1.3 Las áreas siguientes deben contar con la pendiente, drenaje y un medio de contención adecuado para minimizar la posibilidad de que derrames y fugas accidentales de líquidos peligrosos pongan en peligro estructuras y equipos importantes o las propiedades adyacentes o lleguen a vías de agua:

- a) Áreas de proceso
- b) Áreas de vaporización
- c) Áreas de transferencia de GNL, refrigerantes y líquidos inflamables
- d) Áreas inmediatas que rodeen tanques de almacenamiento de GNL, refrigerantes y líquidos inflamables.

107.1.4 Los líquidos inflamables y tanques de almacenamiento de refrigerantes inflamables no deben localizarse dentro de los límites del área de retención de un tanque de GNL.

107.2 Diseño y capacidad del área de retención y del sistema de drenaje

107.2.1 Los diques, muros de retención y sistemas de drenaje para la retención del GNL pueden ser de tierra compactada, concreto, metal u otros materiales adecuados para este uso. Dichos materiales, al igual que sus penetraciones, deben resistir: la carga hidrostática del GNL, el efecto del enfriamiento rápido hasta la temperatura del GNL, la exposición al fuego prevista, así como las fuerzas naturales, tales como sismo, viento y lluvia, entre otros.

107.2.2 Se debe contar con medios para desalojar el agua de lluvia o de otro tipo del área de retención. Para ello, se permiten bombas sumergidas controladas automáticamente, equipadas con un dispositivo de paro automático que evite su operación cuando se expongan a las temperaturas del GNL. Las tuberías, válvulas y accesorios cuya falla pueda permitir que el líquido escape del área de retención deben soportar la exposición continua a las temperaturas del GNL. Si se utiliza drenaje por gravedad para eliminar el agua, éste debe contar con los medios para evitar que el GNL pueda penetrar y esparcirse por el sistema de drenaje de la terminal.

107.2.3 Los sistemas aislantes utilizados para las superficies de contención deben ser, una vez instalados, no combustibles y adecuados para el servicio requerido, considerando los esfuerzos térmicos y mecánicos previstos.

107.2.4 Deben utilizarse canales y no ductos cerrados para el drenaje del GNL, excepto los ductos que se utilizan para conducir el GNL derramado en las áreas críticas, los cuales deben estar dimensionados para conducir el GNL de acuerdo con la rapidez prevista del flujo de líquido y de la formación de vapor.

107.2.5 El área de retención para zonas de vaporización, proceso o transferencia de GNL, debe tener una capacidad volumétrica mínima igual al volumen mayor del GNL o líquido inflamable que sea posible descargar en el área durante un periodo de 10 min a partir de cualquier fuga simple, o durante un tiempo menor, si se cuenta con medidas de control aceptadas como práctica común en la industria.

107.2.6 En los tanques de contención doble y de contención total el área de retención es el contenedor secundario de acuerdo con lo especificado en el capítulo 109 de esta NOM.

107.2.7 Los tanques de contención sencilla de acuerdo con lo especificado en el capítulo 109 de esta NOM, deben contar con un área de retención que cumpla con los requisitos siguientes:

a) Las áreas de retención que sirven a tanques de GNL deben contar con una capacidad volumétrica mínima, V , que incluya cualquier capacidad de retención útil del área de drenaje y que considere el volumen desplazado por otros tanques y equipos, hielo y nieve acumulada, entre otros.

b) Los tanques que contienen otros líquidos peligrosos no deben ubicarse dentro del área de retención de los tanques de GNL.

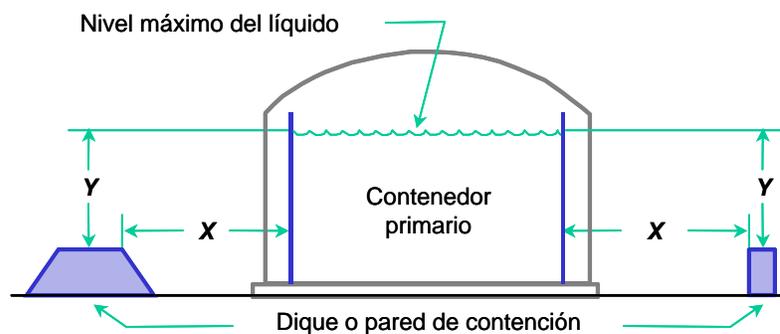
c) En áreas de retención que dan servicio a un sólo tanque, V es igual al volumen total del líquido en dicho tanque, suponiendo que éste se encuentra lleno.

d) En áreas de retención que dan servicio a más de un tanque y que cuenten con medidas para evitar que las bajas temperaturas o la exposición al fuego, resultantes de la fuga de cualquier tanque al que sirvan, provoquen una fuga subsecuente de cualquier otro tanque servido, V es igual al volumen total del líquido del tanque más grande al que dan servicio, suponiendo que éste se encuentra lleno.

e) En áreas de retención que dan servicio a más de un tanque y sin considerar las medidas establecidas en el punto c) anterior, V es igual al volumen total del líquido en todos los tanques a los que dan servicio, suponiendo que todos están llenos.

f) La altura del dique o de la pared de contención y la distancia desde los recipientes que operan a 100 kPa o menos deben determinarse de acuerdo con la figura 107.2.7 siguiente:

FIGURA 107.2.7 Distancia del dique o pared de contención al recipiente



Notas:

1. La dimensión X debe ser igual o exceder la suma de la dimensión Y más la carga equivalente sobre el GNL debida a la presión que ejerce el vapor arriba del líquido. Excepción: cuando la altura del dique o de la pared de retención sea igual o mayor que el nivel máximo del líquido, X puede tener cualquier valor y se considera como un tanque de contención doble.
2. La dimensión X es la distancia desde la pared interior del contenedor primario hasta la cara más cercana del dique o pared de contención.

3. La dimensión Y es la distancia desde el nivel máximo del líquido en el contenedor primario hasta la parte superior del dique o la pared de retención.

107.2.8 Si como resultado del análisis de riesgos a que hace referencia el capítulo 106 de esta NOM, se determina que deben excederse los parámetros aquí descritos, entonces el diseño del área de retención, del sistema de drenaje y, en su caso, de los tanques de almacenamiento y otros equipos, debe ser congruente con los riesgos identificados mediante dicho análisis de riesgos.

107.3 Distancias de exclusión por dispersión de nubes y por incendio de GNL derramado.

107.3.1 Los requisitos de esta sección no son aplicables a áreas de retención que sirvan únicamente a áreas de transferencia en el borde del agua donde los buques descargan el GNL para las terminales de almacenamiento en el litoral o mar adentro.

107.3.2 Para minimizar la posibilidad de que los efectos de un incendio, en su caso, se extiendan más allá del límite de la terminal, se debe considerar lo siguiente:

a) Implantar medidas para evitar que la radiación térmica debida a un incendio, cuando las condiciones atmosféricas son: velocidad de viento 0 (cero), temperatura de 21°C y humedad relativa de 50%, exceda los límites siguientes:

1. 5 kW/m² al límite del predio durante el incendio de un derrame de GNL para las condiciones establecidas en el inciso 107.3.5 de esta NOM.
2. 5 kW/m² en el punto más cercano fuera del límite del predio que, al momento de definir la ubicación de la misma, se usa para congregar en el exterior grupos de 50 o más personas, o de una instalación industrial clasificada como peligrosa, para un incendio de un área de retención que contiene un volumen, V, de GNL determinado de acuerdo con la sección 107.2 de esta NOM.
3. 9 kW/m² en el punto más cercano del edificio o estructura fuera del límite del predio que, al momento de definir la ubicación de la misma, se usa para reuniones de personas, escuelas, hospitales, cárceles o zonas residenciales, para un incendio de un área de retención que contiene un volumen, V, de GNL determinado de acuerdo con la sección 107.2 de esta NOM.
4. 30 kW/m² al límite del predio durante el incendio de un área de retención que contiene un volumen, V, de GNL determinado de acuerdo con el inciso 107.2 de esta NOM.

b) Determinar las distancias mínimas para mitigar la radiación térmica utilizando modelos numéricos que satisfagan los criterios siguientes:

1. Consideren la configuración del embalse, la velocidad y dirección del viento, la humedad y la temperatura atmosféricas.
2. Haber sido evaluados mediante datos de pruebas experimentales apropiadas para la magnitud y las condiciones del peligro por evaluar.
3. Consideren las medidas tomadas para mitigar la radiación térmica y para mejorar la dispersión de vapores o líquidos que resulten de las fugas de GNL.

c) Cuando la proporción entre las dimensiones mayor y menor del área de retención no exceda de 2, puede usarse la fórmula siguiente:

$$d = \sqrt{\frac{A}{F}}$$

Donde:

d = distancia, en m, desde el borde de retención del GNL

A = área de la superficie, en m², de retención del GNL

F = factor de correlación de radiación térmica igual a:

3,0 para 5 kW/m²

2,0 para 9 kW/m²

0,8 para 30 kW/m²

107.3.3 La distancia entre el borde del área de retención de un tanque de GNL y el límite del predio debe ser tal que, en caso de un derrame de GNL especificado en el inciso 107.3.5 de esta NOM, no se extienda más allá del límite establecido considerando una concentración promedio de metano en aire, de 50% del Límite Inferior de Inflamabilidad (LII).

a) Los cálculos deben ser realizados con un modelo que considere lo siguiente:

1. Los factores físicos que afectan la dispersión del vapor del GNL, lo que incluye, entre otros aspectos, dispersión debida a la gravedad, transferencia de energía térmica, humedad, velocidad y dirección del viento, estabilidad atmosférica, flotabilidad y configuración de la superficie.
2. Haber sido evaluado mediante datos de pruebas experimentales adecuadas a la magnitud y condiciones del riesgo por evaluar.
3. Las distancias críticas, mismas que deben incluir cálculos basados en lo siguiente:
 - i. La combinación de la velocidad del viento y la estabilidad atmosférica que posiblemente ocurran en forma simultánea y originen la distancia de dispersión más larga predecible con el viento a favor, que es excedida en menos de 10% del tiempo.
 - ii. La estabilidad atmosférica de Pasquill-Gifford, categoría F, con una velocidad de viento de 2 m/s.

b) Las distancias calculadas deben basarse en las características fisicoquímicas del líquido y en la rapidez máxima de flujo del vapor, así como la rapidez de generación de vapor más el flujo de líquido.

c) En el cálculo de las distancias mínimas para la dispersión de mezclas inflamables o para mitigar los riesgos del vapor inflamable, se deben considerar los efectos de las medidas para detener el vapor, por ejemplo, aislamiento de la superficie del embalse, cortinas de agua, dilución del flujo de vapor, entre otros métodos.

107.3.4 Deben tomarse medidas para minimizar la posibilidad de que una mezcla inflamable de vapores proveniente de un derrame de diseño especificado en el inciso 107.3.5 de esta NOM, alcance el límite de la terminal y dé lugar a una condición de peligro. Las distancias de dispersión de mezclas inflamables de gases deben calcularse utilizando modelos que consideren los mismos criterios establecidos en los subincisos 107.3.3 a) a 107.3.3 c) de esta NOM.

107.3.5 El derrame de diseño está especificado en la tabla 7.3.5 siguiente:

Tabla 107.3.5 - Criterios de diseño para derrames

Origen del derrame	Criterios de diseño	Duración del derrame de diseño
Tanques llenos hasta el tope	El flujo mayor de cualquier tubería sencilla que podría bombearse al área de retención, considerando que las bombas de extracción del líquido del tanque entregan su caudal a su capacidad nominal máxima	10 min
Áreas de retención que sirven sólo a áreas de vaporización, proceso o transferencia de GNL.	El flujo desde cualquier fuente de fuga accidental.	10 min

107.3.6 Las áreas de retención del tanque de GNL deben ubicarse de modo que la radiación térmica proveniente de un incendio sobre el área de retención no cause daños estructurales importantes que pudieran limitar el movimiento del buque de GNL que está descargando.

107.3.7 La distancia desde el borde del área de retención hasta el límite del predio o el borde de una vía navegable, en ningún caso debe ser menor a 15 m.

107.4 Espaciamiento de los tanques de GNL

Se deben cumplir las condiciones establecidas en esta sección a menos que se pruebe mediante el análisis de riesgos del capítulo 106 de esta NOM, que son aceptables condiciones diferentes.

107.4.1 Los recipientes con capacidad igual o menor de 265 m³ no deben usarse para recibir GNL de buques de GNL; son tanques de proceso autosoportados que contienen GNL u otros líquidos inflamables o peligrosos, los cuales deben cumplir con el espaciamiento establecido en la tabla 107.4.1.

Tabla 107.4.1 Distancias entre las áreas de retención y los edificios y límites de propiedad

Capacidad de agua del tanque m ³	Distancias mínimas entre el borde de retención o sistema de drenaje del tanque y las edificaciones y los límites del predio m	Distancia mínima entre los tanques de almacenamiento m
<0,5	0	0
0,5 a 1,9	3	1
1,9 a 7,6	4,6	1,5
7,6 a 56,8	7,6	1,5
56,8 a 114	15	1,5
114 a 265	23	1,5

a) Debe proporcionarse un espacio de paso libre de al menos 0,9 m para el acceso a todas las válvulas de aislamiento que sirven a varios contenedores.

b) No deben ubicarse dentro de edificios tanques de GNL de capacidad mayor a 0,5 m³.

107.4.2 Los tanques de almacenamiento de GNL con capacidad mayor de 265 m³ deben cumplir con lo siguiente:

a) Los tanques que tienen contenedor secundario deben estar separados entre sí una distancia mínima de 0.5 el diámetro del contenedor secundario del tanque de mayor capacidad.

b) La separación entre tanques que no tienen contenedor secundario se debe determinar mediante un estudio de riesgo.

c) La separación del borde de retención o de drenaje de los tanques a otras estructuras o al límite del predio debe ser 0.7 el diámetro del contenedor exterior pero no menos de 30 m.

107.5 Espaciamiento de los vaporizadores

Se deben cumplir las condiciones establecidas en esta sección a menos que se pruebe mediante el análisis de riesgos del capítulo 106 de esta NOM, que condiciones diferentes son aceptables porque presentan características de seguridad iguales o mejores que las especificadas en este capítulo. Véase el capítulo 110 de esta NOM para la clasificación de vaporizadores.

107.5.1 Los vaporizadores y sus fuentes de calor primarias deben localizarse al menos a 15 m de cualquier otra fuente de ignición, a menos que el fluido de transferencia de calor secundario no sea inflamable.

a) En instalaciones de varios vaporizadores, un vaporizador adyacente o fuente de calor primaria no debe considerarse como una fuente de ignición.

b) Los calentadores de proceso u otras unidades de equipo con flama no deben considerarse como fuentes de ignición con respecto de la ubicación del vaporizador si cuentan con un control que impida su operación mientras un vaporizador está operando o mientras el sistema de tuberías que alimenta al vaporizador está frío o está siendo enfriado.

107.5.2 Los vaporizadores con fuente de calor integral deben ubicarse cuando menos a 30 m del límite del predio y al menos a 15 m de:

a) Las áreas de retención de GNL o líquido inflamable, las trayectorias de tales fluidos de cualquier fuente de descarga accidental y su área de retención.

b) Tanques de almacenamiento de GNL, líquidos o gases inflamables, equipos sin flama y conexiones de carga, descarga o de transferencia que contengan este tipo de fluidos.

c) Edificios de control, oficinas, talleres y otras estructuras que alberguen personal de la terminal.

Excepción: Los vaporizadores utilizados en conjunto con los tanques de GNL que tienen una capacidad de 265 m³ o menor de acuerdo con la excepción del inciso 107.5.4 de esta NOM.

107.5.3 Las fuentes de calor de los vaporizadores con fuente de calor remota deben cumplir con el inciso 107.5.2 de esta NOM.

Excepción. Si el líquido de transferencia térmica secundario no es inflamable, no debe aplicarse el criterio de distancia mínima entre el límite de la terminal y el subinciso 107.5.2 c) de esta NOM.

107.5.4 Los vaporizadores con fuente de calor remota, de ambiente y de proceso deben ubicarse al menos a 30 m del límite del predio. Los vaporizadores calentados remotamente y de ambiente pueden ubicarse dentro del área de retención.

Excepción: Los vaporizadores que se utilizan en conjunto con tanques de GNL con capacidad de 265 m³ o menor deben ubicarse con respecto al límite del predio de acuerdo con la tabla 107.4.1 de esta NOM, bajo el supuesto que el vaporizador es un tanque con capacidad igual al tanque más grande al que está conectado.

107.5.5 Debe mantenerse una distancia mínima libre de al menos 1,5 m entre vaporizadores.

107.6 Espaciamiento entre equipos

Se deben cumplir las condiciones establecidas en esta sección a menos que se pruebe mediante el análisis de riesgos a que hace referencia el capítulo 106 de esta NOM, que son aceptables condiciones diferentes de diseño porque presentan características de seguridad iguales o mejores que las especificadas en este capítulo.

107.6.1 Los equipos que contienen GNL, refrigerantes, líquidos inflamables o gases inflamables deben situarse al menos a 15 m de fuentes de ignición, del límite del predio, cuartos de control, oficinas, talleres y otras estructuras que alberguen a personal de la terminal de almacenamiento de GNL.

107.6.2 Los equipos que operan con flama u otras fuentes de ignición deben ubicarse al menos a 15 m de cualquier área de retención o sistema de drenaje del tanque de almacenamiento.

107.7 Espaciamiento de la instalación de recepción

Se deben cumplir las condiciones establecidas en esta sección a menos que se pruebe, mediante el análisis de riesgos a que hace referencia el capítulo 106 de esta NOM, que son aceptables condiciones diferentes de diseño.

107.7.1 El muelle utilizado para transferencia de GNL debe ubicarse de manera que cualquier parte del buque que esté descargando GNL se encuentre al menos a 30 m de cualquier puente que cruce la vía navegable. El cabezal de descarga debe situarse al menos a 61 m de un puente de estas características.

107.7.2 Las conexiones de recepción de GNL deben ubicarse al menos a 15 m de fuentes de ignición no controladas, áreas de proceso, tanques de almacenamiento, edificios de control, oficinas, talleres y otras estructuras que alberguen a personal de la terminal de almacenamiento de GNL.

Excepción: Este requisito no es aplicable para estructuras o equipo asociados de manera directa con la operación de transferencia del GNL.

107.8 Edificios y estructuras

Se deben cumplir las condiciones establecidas en esta sección a menos que se pruebe mediante el análisis de riesgos a que hace referencia el capítulo 106 de esta NOM, que son aceptables condiciones diferentes de diseño.

107.8.1 Los edificios o recintos estructurales en los que se manejen GNL y gases inflamables deben ser de construcción ligera y no combustibles, sin muros de carga.

107.8.2 Si los cuartos que contienen GNL y fluidos inflamables se ubican dentro de edificios o están adyacentes a construcciones en las cuales no se manejen este tipo de fluidos (por ejemplo, cuartos de control, talleres), las paredes comunes deben limitarse a no más de dos, deben diseñarse para resistir una presión estática de por lo menos 4,8 kPa, no deben tener puertas ni otras aberturas de comunicación y deben tener un valor nominal de resistencia contra el fuego de al menos 1 h.

107.8.3 Los edificios o recintos estructurales en los cuales se manejen GNL y líquidos y gases inflamables deben tener ventilación para minimizar la posibilidad de acumulación peligrosa de gases o vapores inflamables, de acuerdo con lo siguiente:

107.8.3.1 La ventilación debe realizarse mediante:

a) Un sistema mecánico de operación continua.

b) Una combinación de sistema de ventilación por gravedad y sistema de ventilación mecánica que no opere continuamente y que se energice mediante detectores de gas en caso que se detecte gas combustible.

c) Un sistema mecánico de dos velocidades con la velocidad alta energizada por medio de detectores de gas en caso de que se detecte gas inflamable.

d) Un sistema por gravedad compuesto de una combinación de aberturas de pared y ventiladores de techo. Si hay sótanos o niveles debajo del piso, debe proveerse de un sistema de ventilación mecánico complementario.

107.8.3.2 La capacidad de ventilación debe ser por lo menos de 5 l/s de aire por m² de área de piso.

107.8.3.3 Si existe la posibilidad de que estén presentes vapores más pesados que el aire, una parte de la ventilación debe ser del nivel más bajo expuesto a tales vapores.

107.8.4 Las edificaciones o recintos estructurales no cubiertos por los incisos 107.8.1 a 107.8.3 de esta NOM, deben ubicarse o contar con otros medios para minimizar la posibilidad de que entren gases o vapores inflamables.

107.9 Experiencia en el diseño y fabricación de equipos y componentes

107.9.1 Los diseñadores, fabricantes de equipo y constructores de instalaciones de GNL deben contar con experiencia comprobable y reciente en el diseño, fabricación y construcción de tanques de GNL, equipo de proceso, equipo criogénico, equipo de almacenamiento y manejo de refrigerantes, instalaciones de recepción, equipo de contención contra incendio y otros componentes de la instalación de características equiparables a las de la terminal de almacenamiento de GNL considerada. Dichos diseñadores, fabricantes y constructores deben cumplir con los requisitos establecidos en esta NOM y, en lo no previsto por ésta, con las Normas Aplicables.

107.9.2 Las pruebas realizadas a los equipos y componentes en fábrica o en la terminal de almacenamiento de GNL, así como las de aceptación de los mismos deben ser estructuralmente adecuadas y cumplir con esta NOM y, en lo no previsto por ésta, con las Normas Aplicables.

107.9.3 Los diseñadores, fabricantes de equipo y constructores de instalaciones de GNL deben incorporar las previsiones y características que resulten de los estudios de suelo, sísmicos, oceanográficos y cualquier otro estudio realizado relativo a la terminal de almacenamiento de GNL y su ubicación para determinar que el sitio propuesto de la instalación es adecuado.

107.9.4 Los diseñadores, fabricantes de equipo y constructores de instalaciones de GNL deben contar con experiencia comprobable en el diseño, fabricación y construcción de sistemas de tuberías y de vaporización, sistemas y equipo de protección contra incendio y otros componentes de la instalación de características equiparables a las de la terminal de almacenamiento de GNL considerada. Las pruebas de fabricación, construcción y aceptación de dichos sistemas y equipos deben mostrar, fehacientemente, que las instalaciones son estructuralmente adecuadas y cumplen con esta NOM y, en lo no previsto por ésta, con las Normas Aplicables.

107.10 Protección del suelo por el uso de equipo criogénico

Los tanques de GNL, cajas frías, soportes de tuberías y tubos, así como otros aparatos de uso criogénico se deben diseñar y construir de manera que se eviten daños a estas estructuras y al equipo por el congelamiento o la escarcha depositada en el suelo. Alternativamente, se deben proporcionar medios para evitar que se desarrollen esfuerzos mecánicos que dañen el equipo referido.

107.11 Caída de hielo y nieve

Deben tomarse medidas para proteger al personal y al equipo de la caída del hielo y nieve que, en su caso, se acumulen en estructuras elevadas.

107.12 Concreto resistente al contacto con GNL

107.12.1 El concreto que se utiliza en la construcción de tanques de GNL debe apegarse a las especificaciones de la sección 109.9 de esta NOM.

107.12.2 Las estructuras de concreto que están normal o periódicamente en contacto con el GNL se deben diseñar para soportar la carga de diseño, cargas por efectos ambientales específicos y efectos de temperatura previstos. Estas estructuras deben incluir, entre otros aspectos, los cimientos para equipo criogénico. El diseño, materiales y la construcción de las estructuras de concreto deben cumplir con lo establecido en los incisos 109.9.2 y 109.9.3 de esta NOM.

107.12.3 Todas las demás estructuras de concreto deben analizarse en relación con los efectos del contacto potencial con el GNL. Si la falla de estas estructuras creara una condición peligrosa o empeorara una condición de emergencia existente por la exposición al GNL, la estructura debe protegerse térmicamente para minimizar los efectos de la exposición mencionada.

107.12.4 El concreto para usos incidentales no estructurales, tales como la protección de un declive y la pavimentación del área de retención, deben apegarse a las Normas Aplicables. Para el control de fisuras, el reforzamiento del concreto debe ser de un mínimo de 0,5 % del área de la sección transversal del concreto.

107.12.5 El concreto que no está expuesto constantemente al GNL y que ha sido sometido a una exposición repentina de GNL, debe inspeccionarse y repararse, de así requerirlo, a la brevedad posible después de que haya alcanzado la temperatura ambiente.

108 Seguridad en la instalación de equipos

Se deben cumplir las condiciones establecidas en este capítulo a menos que se demuestre mediante el análisis de riesgos a que hace referencia el capítulo 106 de esta NOM, que son aceptables condiciones diferentes de diseño porque presentan características de seguridad iguales o mejores a las especificadas en este capítulo.

108.1 Clasificación de áreas peligrosas. Todas las instalaciones de la terminal de almacenamiento de GNL deben ser sujetas a un análisis de riesgo para delimitar áreas peligrosas en las que sólo se puede usar equipo seleccionado de acuerdo con el riesgo presente. Se debe preparar un mapa de clasificación de áreas de riesgo de conformidad con las Normas Aplicables.

108.2 Los equipos que contengan GNL, refrigerantes o gases inflamables, por ejemplo, bombas y vaporizadores, entre otros, deben instalarse al aire libre para facilitar su operación, el combate contra incendios y la dispersión de gases y líquidos inflamables. Dichos equipos pueden también instalarse en estructuras cerradas en donde el flujo de aire de ventilación sea de por lo menos 5 l/s por m² de superficie de piso.

108.3 La colocación de los equipos debe realizarse de acuerdo con el capítulo 107 de esta NOM.

108.4 Debe instalarse un sistema para el manejo del vapor generado por ebullición y de evaporación súbita, independiente de las válvulas de relevo de los contenedores, para la evacuación segura de los vapores generados en los equipos de proceso y en los tanques de GNL. El vapor generado por ebullición y por evaporación súbita en los tanques, debe ser reciclado por licuefacción dentro de un sistema cerrado o se deben enviar a un sistema para su utilización; sólo en caso de emergencia podrán descargarse a la atmósfera mediante un proceso que no ponga en riesgo al personal o estructuras vecinas. Los sistemas de ventilación de vapor generado por ebullición y por evaporación súbita se deben diseñar de manera que no puedan aspirar aire durante la operación normal.

108.5 En caso de ser factible la ocurrencia de condiciones de vacío en cualquier tubería, tanques de proceso, cajas frías u otros equipos, dichas instalaciones se deben diseñar para soportar las condiciones de vacío o se tomarán medidas para evitar que se forme un vacío en el equipo que podría crear una condición peligrosa. Si se introduce gas para eliminar ese problema, dicho gas debe ser de determinada composición o introducirse de modo que no cree una mezcla inflamable dentro del sistema.

109 Tanques de almacenamiento de GNL

109.1 En este capítulo se establecen los requisitos básicos de diseño para los tanques de almacenamiento de GNL con capacidad suficiente para recibir la carga completa de un buque de GNL, que normalmente varía entre 100 000 m³ y 170 000 m³. La presión en el interior de estos tanques varía de 100 y 130 kPa absolutos y debe ser compatible con la presión de los tanques del buque de GNL para facilitar la descarga del combustible.

109.1.1 Los tanques de almacenamiento de GNL deben estar constituidos al menos por un contenedor primario de pared doble con aislamiento criogénico entre ambas paredes y un sistema de retención de derrames de GNL en caso de falla de dicho contenedor.

109.1.2 La pared interior del contenedor primario debe estar diseñada para soportar las propiedades fisicoquímicas y resistir la carga hidrostática del GNL. Así mismo, debe contener el GNL almacenado durante la operación normal de la terminal de almacenamiento de GNL. La pared externa sirve para apoyar y proteger el aislamiento criogénico entre ambas paredes, sin embargo, no está diseñado para soportar las propiedades fisicoquímicas del GNL.

a) Puede ser autosoportado o de membrana

b) No se permiten penetraciones en el contenedor primario abajo del nivel máximo de diseño de GNL.

c) Si es cilíndrico, su fondo plano debe estar apoyado sobre material rígido aislante criogénico; en la parte superior debe tener una cubierta plana de aislante criogénico suspendida del techo. El techo tiene forma de domo y es una barrera de vapor de GNL.

109.1.3 El tanque es de contención sencilla cuando no está rodeado por un contenedor secundario capaz de retener un derrame de GNL en caso de falla del contenedor primario por lo que requiere de un sistema de retención de derrames que cumpla con los requisitos del capítulo 107 de esta NOM.

109.1.4 El tanque es de contención doble cuando está rodeado por un contenedor secundario diseñado para soportar las propiedades fisicoquímicas del GNL, incluso los esfuerzos térmicos causados por un derrame súbito de GNL, debido a una falla del contenedor primario y tiene capacidad para retener el volumen de GNL cuando el contenedor primario está lleno, pero no puede controlar el vapor generado. El contenedor secundario de los tanques de contención doble debe ser de concreto pretensado.

109.1.5 El tanque es de contención total cuando está rodeado por un contenedor secundario con techo diseñado para contener el GNL y controlar la presión del vapor generado en su interior en caso de falla del contenedor primario. El contenedor secundario de los tanques de contención total debe ser de concreto pretensado. El techo debe ser de concreto reforzado y estar apoyado en el contenedor secundario.

109.1.6 Los tanques de contención doble y de contención total no requieren de un sistema de retención de derrames de GNL adicional al contenedor secundario.

109.1.7 Para los tanques de contención doble, los cálculos de las zonas de exclusión por radiación térmica y dispersión de vapor de acuerdo con la sección 107.3 de esta NOM, deben considerar la falla del techo exterior del tanque y se usa el área del mismo como área de retención.

109.1.8 Para los tanques de contención total, los cálculos de las zonas de exclusión por radiación térmica y dispersión de vapor de acuerdo con la sección 107.3 de esta NOM, deben estar basados en el gas liberado por las válvulas de relevo locales.

109.1.9 El contenedor secundario debe resistir las sobrepresiones instantáneas debidas a las explosiones previstas por el análisis de riesgo. Asimismo, debe resistir el impacto de un proyectil de masa y velocidad no menores de 50 kg y 45 m/s, respectivamente, de conformidad con las Normas Aplicables.

109.1.10 Se deben inspeccionar los tanques de almacenamiento antes de entrar en operación para asegurar que cumplen con los requisitos de diseño, materiales, fabricación, ensamble y pruebas preoperativas o de otra índole, establecidas en la IBDP e IPC.

109.2 Bases de diseño. Se debe especificar: (1) la presión máxima admisible de trabajo, que incluya un margen por arriba de la presión normal de operación, y (2) el máximo vacío admisible.

109.2.1 Aquellas partes de los tanques de almacenamiento que normalmente están en contacto con el GNL o con el vapor frío de éste, deben ser compatibles con las propiedades fisicoquímicas del GNL para operar a una temperatura no mayor de -168°C (menos ciento sesenta y ocho grados Celsius).

109.2.2 Toda la tubería que forme parte de un tanque de GNL debe cumplir con lo dispuesto en el capítulo 111 de esta NOM. La tubería del tanque de GNL incluye aquella en el interior del contenedor primario, la que está dentro de los espacios de aislamiento, dentro de los espacios vacíos y la tubería externa fija o conectada al tanque hasta la primera unión circunferencial de la tubería. Los sistemas de tubería para purga con gas inerte que estén totalmente dentro de los espacios de aislamiento están exentos de esta disposición.

109.2.3 Los contenedores de GNL deben ser diseñados para facilitar el llenado por la parte superior e inferior del tanque como un medio para prevenir la estratificación del GNL. Adicionalmente, deben tener un sistema para detectar continuamente la presencia de estratificación de GNL que active una alarma en la estación de control para advertir sobre la presencia de las condiciones de estratificación, a menos que se cuente con medios eficientes para prevenir la estratificación del líquido. No se permiten penetraciones en el contenedor primario abajo del nivel máximo de diseño del GNL.

109.2.4 Las zonas de la superficie externa de un contenedor de GNL que en forma accidental pueden ser sometidas a temperaturas bajas causadas por el GNL o vapores fríos provenientes de fugas de bridas, válvulas, sellos u otras conexiones no soldadas, deben tener características adecuadas para esas temperaturas o estar protegidas contra los efectos que resulten de esa exposición.

109.2.5 Cuando haya dos o más tanques ubicados dentro de un área de retención común, sus cimientos deben diseñarse para resistir el contacto con el GNL. Dichos cimientos se deben proteger contra el contacto que resulte de una acumulación de GNL que pueda poner en peligro su integridad estructural.

109.2.6 Se debe considerar que la densidad del GNL sea la masa real por unidad de volumen a la temperatura mínima de almacenamiento, pero en ningún caso debe considerarse una densidad menor que 470 kg/m^3 .

109.2.7 Se debe disponer de los medios adecuados para poner fuera de servicio al contenedor de GNL, en caso de así requerirse.

109.3 Diseño sísmico

109.3.1 Se deben considerar cargas sísmicas en el diseño de los tanques de GNL y de su sistema de retención, para lo cual el permisionario debe realizar un análisis sísmico del sitio cuyo objeto sea determinar las características de los movimientos sísmicos del suelo y los espectros de respuesta asociados, sin perjuicio de cumplir con lo establecido por las Normas Aplicables, en su caso. En dicho estudio se deben evaluar los rubros siguientes:

1. Sísmicidad y geología regionales
2. Frecuencias esperadas de recurrencia de los sismos
3. Magnitudes máximas de los eventos sobre las fallas conocidas y las zonas de origen
4. Localización del sitio con respecto de dichas fallas
5. Efectos de fuentes sísmicas posteriores, en su caso
6. Condiciones del suelo.

a) Con base en la investigación del inciso anterior, se debe determinar el movimiento de suelo considerado como el Sismo Máximo Probable (SMP), que será el movimiento que tenga una probabilidad de 2% de excedencia en un periodo de 50 años (intervalo promedio de recurrencia de 2 475 años), sujeto a la excepción descrita en el subinciso 109.3.1 b)

1. Se deben construir espectros, usando la respuesta de aceleración vertical y horizontal al movimiento del suelo en un sismo SMP, que cubran todo el intervalo de factores de amortiguamiento y los periodos naturales de vibración, incluyendo el factor de amortiguamiento y el periodo del primer modo de vibración del oleaje del GNL contenido en el tanque.
2. La aceleración en la respuesta espectral de un sismo SMP para cualquier periodo, T , se tomará del espectro de diseño seleccionado con el amortiguamiento que mejor represente la estructura que se esté investigando.
3. Las ordenadas del espectro de respuesta vertical no deben ser menores de $2/3$ de las correspondientes al espectro horizontal.

b) Cuando las ordenadas de respuesta espectral probabilística para un espectro de respuesta amortiguada de 5%, con 2% de probabilidad de excedencia en un periodo de 50 años, en periodos de 0,2 segundos o de 1 segundo, excedan las ordenadas correspondientes del límite determinista mencionado en el subinciso 109.3.1 d) de esta NOM, se debe considerar que el movimiento del suelo de un sismo SMP es el menor de los siguientes:

1. Movimiento del suelo probabilístico de un sismo SMP, definido en el inciso 109.3.1 a) de esta NOM.
2. Movimiento del suelo determinista del subinciso 109.3.1 c) de esta NOM, pero no será menor que el límite determinista de movimiento del suelo mencionado en el subinciso 109.3.1 d) de esta NOM.

c) Se debe calcular el espectro determinista de respuesta del movimiento del suelo en un sismo SMP al 50 % de la aceleración de respuesta espectral mediana, 5% amortiguada, en todos los periodos, que resulte de un sismo característico en una falla activa conocida dentro de la región que se esté investigando.

d) Se tomará el límite determinista del movimiento del suelo en un sismo SMP como el espectro de respuesta determinado de acuerdo con las Normas Aplicables aplicando un factor de importancia I de 1.0, con el valor S_s (aceleración de respuesta espectral de sismo SMP registrada en periodos cortos) como 1.5 g, y el valor de S_1 (aceleración de respuesta espectral de sismo SMP registrada a 1 segundo), como 0,6 g, para la clase de sitio más representativa de las condiciones del lugar donde estará ubicada la terminal de almacenamiento de GNL.

109.3.2 El tanque de GNL y el sistema de retención deben ser diseñados para dos niveles de actividad sísmica: el Sismo de Operación Base (SOB) y el Sismo de Paro Seguro (SPS) que se definen como sigue:

a) El sismo SOB debe representar el espectro de respuesta al movimiento del terreno en el que la aceleración espectral en cualquier periodo debe ser igual a $2/3$ de la aceleración espectral del movimiento del terreno en un sismo SMP, según se definió en el inciso 109.3.1 a) de esta NOM. El movimiento de terreno en un sismo SOB no necesita exceder el movimiento representado por un espectro de respuesta con aceleración amortiguada 5% y que tenga una probabilidad de excedencia de 10% dentro de un periodo de 50 años.

b) El movimiento de terreno bajo un sismo SPS está representado por un espectro de respuesta con aceleración amortiguada 5% y 1% de probabilidad de excedencia dentro de un periodo de 50 años (intervalo medio de recurrencia de 4975 años). Sin embargo, la aceleración del espectro de respuesta de un sismo SPS no debe exceder el doble de las aceleraciones espectrales del sismo SOB correspondiente.

109.3.3 Se deben usar los dos niveles de movimiento del suelo, definidos en el subinciso 109.3.2 de esta NOM para diseñar, de tal forma que sean resistentes a dichos sismos, las estructuras y sistemas siguientes:

- a) El tanque de GNL con su sistema de retención.

b) Los componentes del sistema necesarios para aislar al tanque de GNL y mantenerlo en un estado de paro seguro.

c) Las estructuras o sistemas, incluyendo los sistemas contra incendio, cuya falla pudiera afectar la integridad de los sistemas indicados en los subincisos 109.3.3 a) y b) anteriores.

109.3.4 Las estructuras y los sistemas mencionados en los subincisos 109.3.3 a), b) y c) anteriores se deben diseñar para que permanezcan operables durante y después de un sismo SOB. El diseño debe prever que no haya pérdida en la capacidad de almacenamiento del contenedor primario, y debe ser posible aislar y mantener al tanque de GNL durante y después del sismo SPS.

109.3.5 El sistema de retención debe diseñarse, como mínimo, para resistir un sismo SPS estando vacío, y un sismo SOB cuando contenga el volumen *V* especificado en el inciso 107.2.1 de esta NOM. Después de un sismo SOB o un sismo SPS no debe haber pérdida de capacidad de almacenamiento de los tanques.

109.3.6 Un tanque de GNL debe diseñarse para un sismo SOB y se debe hacer un análisis para comprobar el límite de esfuerzos para el sismo SPS, para asegurar que cumple con lo dispuesto por el inciso 109.3.4 de esta NOM. Los análisis de sismo SOB y de sismo SPS deben incluir el efecto de la presión del líquido sobre la estabilidad al pandeo. Los esfuerzos para el sismo SOB deben apegarse a las Normas Aplicables. Los esfuerzos para el sismo SPS deben tener los límites siguientes:

a) En contenedores metálicos, se permite que los esfuerzos lleguen a la Resistencia a la Cedencia Mínima Especificada (RCME) para las condiciones de tensión y al pandeo crítico para la condición de compresión.

b) En contenedores de concreto pretensado, los esfuerzos circunferenciales axiales debidos a cargas no consideradas no deben exceder el módulo de ruptura, en condiciones de tensión, y el 60% de la resistencia a la compresión especificada de 28 días, para condición de compresión. Los esfuerzos en fibra extrema debidos a fuerzas axiales y circunferenciales flexionantes combinadas, debidos a cargas no consideradas, no deben exceder el módulo de ruptura para condiciones de tensión, y el 69% de la resistencia a la compresión especificada de 28 días, para la condición de compresión. Los esfuerzos circunferenciales de tensión no deben exceder el esfuerzo de fluencia en refuerzo no pretensado, y el 94% del esfuerzo de fluencia en refuerzo pretensado suponiendo una sección agrietada.

c) Después de un evento sísmico SPS, se debe vaciar el tanque de GNL e inspeccionarse antes de reanudar las operaciones de llenado del tanque.

109.3.7 El diseño del tanque de GNL y sus componentes asociados debe incorporar un análisis dinámico de los esfuerzos que incluya los efectos de contención y de oleaje del líquido contenido. Se debe incluir la flexibilidad del tanque, con la deformación por cortante, en la determinación de la respuesta del tanque. Para un tanque no soportado en un estrato de roca, se debe incluir la interacción de la estructura y el suelo. Cuando el tanque esté soportado en pilotes, en el análisis se debe tener en cuenta la flexibilidad del sistema de pilotes.

109.3.8 Los tanques de acero diseñados y construidos en fábrica de acuerdo con las Normas Aplicables, así como su sistema de soporte se deben diseñar para soportar las fuerzas dinámicas asociadas con las aceleraciones horizontal y vertical, como sigue:

Fuerza horizontal:

$$F = Z_C \times W$$

en donde:

Z_C = coeficiente sísmico, igual a 0.60 SDS.

SDS = aceleración espectral máxima de diseño determinada de acuerdo con las Normas Aplicables aplicando un factor de importancia *I* de 1.0, para la clase de sitio más representativa de las condiciones del sitio donde esté ubicada la instalación de GNL.

W = el peso total del tanque y de su contenido.

Fuerza vertical de diseño:

$$P = (2/3) \times Z_C \times W$$

Se debe usar este método de diseño sólo cuando el periodo natural *T* de vibración del tanque construido en fábrica y su sistema de soporte sea menor de 0.06 segundos. Para periodos de vibración mayores de 0.06 segundos, se debe seguir el método de diseño descrito en los incisos 109.3.1 a 109.3.6 de esta NOM.

109.3.9 El tanque y sus soportes se deben diseñar para resistir las fuerzas sísmicas resultantes en combinación con las cargas de operación, usando los esfuerzos admisibles de acuerdo con las Normas Aplicables aplicados para el diseño del contenedor y de sus soportes.

109.3.10 En el sitio de ubicación de la terminal se debe contar con instrumentación capaz de medir el movimiento del suelo al cual estén sometidos los tanques.

109.4 Cargas de viento y nieve

Los tanques de almacenamiento de GNL deben estar diseñados para resistir sin pérdida de su integridad estructural y funcional, las cargas de viento y nieve determinadas de acuerdo con las Normas Aplicables, entre las cuales se debe incluir al menos las siguientes:

109.4.1 El efecto directo de las fuerzas del viento.

109.4.2 La diferencia de presión entre el interior y el exterior de una estructura de confinamiento de GNL.

109.4.3 El impacto y penetración de proyectiles impulsados por el viento.

109.4.4 Las fuerzas del viento para el sitio específico de una terminal de almacenamiento de GNL deben estar basadas en lo siguiente:

a) Para los tanques metálicos hechos en fábrica con capacidad hasta 265 m³, las cargas de viento se calculan de acuerdo con las Normas Aplicables.

b) Para tanques de mayor capacidad y otras estructuras se deben asumir las condiciones siguientes:

1. Un viento con una velocidad sostenida no menor de 240 km/h a menos que el permisionario justifique que se puede utilizar una velocidad menor.
2. Cuando existan datos adecuados del viento y se cuente con una metodología probabilística confiable, se debe usar la combinación de duración y velocidad del viento más desfavorable por su efecto sobre la estructura, teniendo una probabilidad de excedencia menor o igual que 0.5% en un periodo de 50 años.

109.5 Aislamiento del contenedor primario

109.5.1 El espacio entre las paredes interior y exterior del contenedor primario debe tener aislamiento incombustible compatible con las propiedades fisicoquímicas del GNL y el gas natural y que cumpla con los requisitos siguientes:

a) La superficie exterior y las superficies que podrían quedar expuestas al ser penetrado el material en cualquier plano, deben tener una calificación de difusión de flama no mayor de 25 de conformidad con las Normas Aplicables, ni deben mantener una combustión en el aire.

b) Contener una barrera de vapor o ser barrera de vapor en forma inherente; no debe contener agua.

c) El aislamiento del fondo que soporte la carga, se debe diseñar e instalar de tal manera que su agrietamiento debido a esfuerzos térmicos y mecánicos no ponga en riesgo la integridad del tanque.

d) Cuando la pared interior sea tipo membrana, el aislamiento debe tener la resistencia mecánica suficiente para transmitirle el apoyo de la pared exterior secundario al contenedor primario.

e) Las propiedades de combustión del material no deben cambiar en forma sustancial como resultado de una exposición prolongada al GNL o al gas natural a la presión y temperatura de servicio previstas.

f) El material aislante una vez instalado, puede ser purgado de gas natural. La cantidad de gas natural que quede después del purgado debe ser insignificante y no debe aumentar la combustibilidad del material.

g) No debe causarle deterioro importante a su conductividad térmica, por causas tales como fusión o asentamiento en caso de presentar un incendio externo a la pared exterior.

h) Resistir la desintegración ocasionada por los chorros de agua contra incendio. Se puede usar una cubierta externa de acero o de concreto para retener el aislamiento suelto.

109.6 Volumen de llenado. Los tanques diseñados para trabajar a presiones mayores de 103,4 kPa deben tener uno o varios dispositivos que eviten que el tanque se llene totalmente de líquido o que cubra con líquido la entrada a los dispositivos de alivio cuando la presión en el tanque alcance la presión preestablecida en los dispositivos de relevo bajo todas las condiciones de operación.

109.7 Cimientos. Los tanques de GNL se deben instalar sobre cimientos diseñados y construidos de acuerdo con las prácticas reconocidas de la ingeniería estructural. Antes de iniciar el diseño y la construcción del cimiento, se debe hacer un estudio de mecánica de suelos para determinar las propiedades estratigráficas y físicas de los suelos subyacentes al sitio.

109.7.1 El fondo del tanque externo debe estar sobre el nivel freático, o bien protegerse del contacto del agua freática en cualquier momento. El material del fondo externo del tanque, en contacto con el suelo, debe tener las características siguientes:

- a) Seleccionarse para minimizar la corrosión
- b) Estar recubierto o protegido para minimizar la corrosión
- c) Contar con un sistema de protección catódica

109.7.2 Cuando un tanque externo esté en contacto con el suelo, se debe instalar un sistema de calentamiento que evite que la isoterma de 0°C alcance al suelo. El sistema de calentamiento se debe diseñar para permitir la verificación, al menos una vez por semana, del funcionamiento y de la eficiencia de dicho sistema. Se debe dar atención especial y tratar por separado al sistema de calefacción en zonas donde haya una discontinuidad en los cimientos, por ejemplo, para tuberías en el fondo del tanque. El sistema de calefacción se debe instalar de manera que se pueda reemplazar cualquier elemento de calefacción o sensor de control de temperatura. Se deben incorporar medios de protección para los efectos adversos de la acumulación de humedad que puedan causar corrosión galvánica u otras formas de deterioro dentro del conducto o del elemento calefactor.

109.7.3 Cuando los cimientos se diseñen de manera tal que proporcionen circulación de aire, en vez del sistema de calefacción, el fondo del tanque externo debe ser de un material compatible con las temperaturas a las que pueda estar sometido.

109.7.4 Se debe instalar un sistema de monitoreo de la temperatura en el fondo del tanque, con capacidad para medir la temperatura en puntos predeterminados sobre toda el área superficial, con el objeto de verificar la eficiencia del aislamiento del fondo y, en su caso, del sistema de calentamiento de los cimientos del tanque. Este sistema se usará para efectuar un estudio de temperaturas del fondo del tanque a los seis meses de que éste haya sido puesto en servicio, y después cada año, posterior a un SOB y después de que haya indicios de un área anormalmente fría.

109.7.5 Se debe revisar en forma periódica el asentamiento de los cimientos del tanque de GNL durante la vida de la instalación, incluyendo durante su construcción, prueba hidrostática, puesta en servicio y operación. Todo asentamiento mayor que el previsto en el diseño de los cimientos se debe investigar con el objeto de tomar las acciones correctivas necesarias.

109.8 Tanques metálicos

109.8.1 Los tanques metálicos deben tener pared doble, con el contenedor interno para contener el GNL rodeado por aislamiento contenido en el contenedor externo; adicionalmente, los tanques metálicos deben cumplir con las Normas Aplicables.

109.8.2 Tanques diseñados para operar a 103,4 kPa o menos. Los contenedores soldados, diseñados para una presión no mayor de 103,4 kPa deben apegarse a las Normas Aplicables. Se requiere inspección radiográfica de 100% de la longitud de todas las soldaduras a tope, horizontales y verticales, relacionadas con la pared del contenedor.

109.8.3 Tanques diseñados para operar a más de 103,4 kPa.

a) El contenedor interno debe ser de construcción soldada y apegarse a las Normas Aplicables.

1. En caso de aislamiento por vacío, la presión de diseño debe ser la suma de la presión de trabajo requerida, más 101 kPa para tener en cuenta el vacío, más la carga hidrostática del GNL.
2. En caso de un aislamiento que no esté al vacío, la presión de diseño debe ser la suma de la presión de trabajo requerida más la altura hidrostática del GNL.
3. El contenedor interno se debe diseñar para la combinación más crítica de cargas que resulte de la presión interna y de la altura del líquido, la presión estática del aislamiento, la presión del aislamiento al dilatarse el contenedor después de un periodo en servicio, la presión de purga, la de operación del espacio entre los contenedores interno y externo y la relativa a las cargas sísmicas.

b) El contenedor externo debe ser de construcción soldada y se permite utilizar cualquier acero al carbono cuyas propiedades fisicoquímicas permitan utilizarlo a temperatura igual o mayor que la temperatura mínima admisible de operación, de conformidad con las Normas Aplicables, exceptuando aquellos materiales que tengan un punto de fusión inferior a 1093°C, cuando el contenedor esté enterrado o se encuentre arriba del nivel del suelo.

1. Cuando se use aislamiento por vacío, el contenedor externo debe diseñarse de conformidad con las Normas Aplicables, usando una presión externa no menor de 103,4 kPa. Las tapas y los contenedores externos esféricos, formados por segmentos o gajos unidos mediante soldadura, se deben diseñar apegándose a las Normas Aplicables usando una presión externa de 103,4 kPa.
2. La Máxima Presión de Operación Permisible (MPOP) se debe especificar para todos los componentes.

3. El contenedor externo debe tener un dispositivo de relevo que desfogue la presión interna. El área de descarga del mismo debe ser cuando menos $0,0034 \text{ cm}^2/\text{kg}$ de capacidad de agua del contenedor interno, pero dicha área no debe ser mayor de 2000 cm^2 . El dispositivo debe funcionar a una presión no mayor que la menor de las siguientes: la presión interna de diseño del contenedor externo, la presión externa de diseño del contenedor interno o 172 kPa .
4. Se deben instalar barreras térmicas para prevenir que la temperatura del contenedor externo alcance un valor menor que la temperatura de diseño.
5. Se deben instalar barreras o revestimientos adecuados en la parte externa del contenedor externo para evitar la penetración de agua o humedad en el espacio de aislamiento entre los contenedores.

c) Contenedores internos de membrana. Son contenedores internos no autosoportados constituidos por membranas deformables de metal compatible con las propiedades fisicoquímicas del GNL. En acero inoxidable el espesor típico es de 1.2 mm a 2 mm y su función es contener el GNL deformándose de acuerdo con los cambios de temperatura del mismo.

1. Los contenedores internos de membrana deben estar rodeados por material aislante criogénico rígido con resistencia suficiente para transmitir las cargas estáticas y dinámicas causadas por la contención del GNL al contenedor externo que es el elemento de apoyo y que también soporta al techo del tanque.
2. El sistema compuesto por el contenedor primario de membrana, el aislamiento y contenedor externo, constituye un tanque integrado, y si el contenedor externo y el techo del tanque son de concreto pretensado y tienen capacidad para retener y controlar el GNL y el vapor ocasionado por una fuga del contenedor interno, se considera equivalente a un tanque de contención total. El contenedor exterior puede estar arriba del suelo, semienterrado o enterrado.

d) Los soportes y sus cimientos se deben diseñar de acuerdo con las Normas Aplicables. Se debe tener en cuenta las cargas relativas al transporte, la construcción del tanque, así como las cargas inducidas por las condiciones ambientales tales como las sísmicas, eólicas y térmicas.

1. Los cimientos y los soportes se deben diseñar y proteger para tener una calificación de resistencia al fuego no menor de 2 h . Si se usa aislamiento para satisfacer este requisito, éste debe ser resistente a la desintegración ocasionada por los chorros de agua contra incendio.
2. Se deben minimizar las concentraciones de esfuerzos sobre materiales ocasionadas por el sistema de soporte usando dispositivos tales como planchas y anillos de carga. Se debe tener en cuenta la dilatación y la contracción del contenedor interno y se debe diseñar el sistema de soporte de tal forma que los esfuerzos resultantes impartidos a los contenedores interno y externo se mantengan dentro de los límites admisibles.

e) La tubería interna entre los contenedores interno y externo dentro del espacio del aislamiento, se debe diseñar para la Máxima Presión de Operación Permisible (MPOP) del contenedor interno, teniendo en cuenta los esfuerzos térmicos. No se permiten fuelles dentro del espacio del aislamiento. La tubería debe ser de materiales adecuados para operar a -168°C (menos ciento sesenta y ocho grados Celsius). Ninguna tubería que conduzca GNL, externa al contenedor externo, debe ser de aluminio, cobre o aleación de cobre, a menos que esté protegida contra exposición al fuego durante 2 h . Pueden utilizarse juntas de transición.

f) El contenedor interno se debe fijar en forma concéntrica al contenedor externo, mediante un sistema de soportes que sea capaz de resistir la carga máxima de las descritas en los puntos siguientes:

1. Las cargas ocasionadas por el embarque y transporte del contenedor. Los soportes se deben diseñar aplicando el valor máximo de aceleración previsto expresado como número G (en función de la aceleración de la gravedad g), multiplicada por la masa vacía del contenedor interno.
2. Las cargas debidas a la operación. Los soportes se deben diseñar para la masa total del contenedor interno, más las cargas máximas adicionales. Asimismo, se deben incluir los factores sísmicos adecuados que resulten del estudio sísmico correspondiente. La masa del líquido contenido se debe basar en la densidad máxima del GNL especificado, dentro del intervalo de las temperaturas de operación, pero la densidad mínima debe ser 470 kg/m^3 .
3. El esfuerzo de diseño máximo admisible en los elementos de soporte debe ser el menor de $1/3$ de la resistencia mínima especificada a la tensión, o $5/8$ de la Resistencia a la Cedencia Mínima Especificada (RCME) a temperatura ambiente. Para los elementos roscados se debe usar el área mínima en la raíz de la rosca para calcular los esfuerzos.

109.9 Contenedores de concreto

109.9.1 Este inciso se debe aplicar al diseño y construcción de contenedores de concreto pretensado para cualquier presión de operación, tenga aislamiento externo o interno, y para contenedores protectores de concreto pretensado que rodeen cualquier tipo de contenedor.

109.9.2 Estructura del contenedor.

a) Los materiales de los contenedores de concreto se deben apegar a los incisos 109.9.3 a) a 109.9.3 f) de esta NOM.

b) Los esfuerzos admisibles considerados bajo condiciones normales de diseño se deben basar en los valores mínimos especificados de resistencia a temperatura ambiente.

c) Los esfuerzos de tensión (sin tener en cuenta los efectos directos de temperatura y de contracción) en las varillas de refuerzo de acero al carbono, cuando se sometan a las temperaturas del GNL bajo las condiciones de diseño, se deben limitar a los esfuerzos admisibles mencionados en la tabla 109.9.2 c) de esta NOM.

Tabla 109.9.2 c) Esfuerzo admisible en las varillas de refuerzo

Descripción y No. de varilla ASTM A 615	Esfuerzos máximos admisibles
	MPa
No. 4 y menores	82,7
Nos. 5, 6 y 7	68,9
No. 8 y mayores	55,2

d) El alambre o los cables de acero, indicados en el subinciso 109.9.3 d) de esta NOM y usados como refuerzo no pretensado, se deben diseñar con un esfuerzo máximo admisible como sigue:

1. Aplicaciones de control de agrietamiento: 207 MPa.
2. Otras aplicaciones: 552 MPa

109.9.3 Materiales sometidos a la temperatura del GNL

a) El concreto debe cumplir con lo establecido en las Normas Aplicables. Se deben realizar mediciones de la resistencia a la compresión y del coeficiente de contracción para el concreto a la temperatura baja de diseño, a menos que se disponga de datos de mediciones anteriores de estas propiedades.

b) El agregado debe cumplir con lo especificado en las Normas Aplicables. El agregado debe tener una constitución densa, y química y físicamente adecuado para obtener un concreto de alta resistencia y duración.

c) El mortero neumático debe apegarse a las Normas Aplicables.

d) Los elementos de resistencia alta a la tensión, en el concreto pretensado, deben apegarse a las Normas Aplicables.

e) Se puede usar todo material aceptable para el funcionamiento a la temperatura del GNL o todo material que se demuestre aceptable, con una prueba, para el servicio criogénico con GNL. Los materiales utilizados para anclajes permanentes de elementos extremos deben mantener sus propiedades estructurales a las temperaturas del GNL.

f) El acero de refuerzo para el concreto debe apegarse a las Normas Aplicables.

g) Las barreras metálicas no estructurales incorporadas en el concreto pretensado en contacto directo con el GNL durante las operaciones normales, deben ser de un metal aceptable para “componentes primarios” o para “componentes secundarios” si la sección compuesta está pretensada de tal modo que no se desarrollen esfuerzos de tensión considerables bajo cualquier condición de cargas de diseño.

h) Las barreras metálicas no estructurales incorporadas en el concreto pretensado, que sirvan principalmente como barreras de humedad para tanques aislados internamente, deben ser de un metal admisible como “componente primario” o como “componente secundario” si la sección compuesta está pretensada de tal modo que no se desarrollen esfuerzos apreciables de tensión bajo cualquier condición de cargas de diseño.

i) Protección del fondo del espacio entre contenedores. Cuando el contenedor secundario es de concreto, para prevenir los efectos de un derrame de GNL en el espacio entre contenedores, se debe instalar una protección de acero criogénico que proteja el fondo, los ángulos inferiores con una altura mínima de 5 m de la pared lateral interior del contenedor secundario; el espacio entre contenedores se debe llenar con aislamiento rígido.

109.9.4 Construcción, inspección y pruebas.

a) Los contenedores de concreto para contener el GNL se deben construir, inspeccionar y probar de acuerdo con las Normas Aplicables.

b) Los componentes metálicos se deben construir y probar de acuerdo con las Normas Aplicables.

c) Los demás materiales que se usen en la construcción de contenedores de concreto para GNL se deben calificar antes de usarlos, de acuerdo con las Normas Aplicables.

109.10 Identificación de los contenedores de GNL

109.10.1 Se debe identificar cada uno de los contenedores mediante una placa de datos hecha de material anticorrosivo, ubicada en un lugar accesible y que contenga la información siguiente:

a) Nombre del fabricante y fecha de fabricación.

b) Capacidad líquida nominal en metros cúbicos.

c) Presión de diseño para gas metano en la parte superior del contenedor.

d) Densidad máxima permitida del líquido que se almacenará.

e) Nivel máximo de llenado con el líquido que se almacenará.

f) Nivel máximo de llenado con agua para prueba hidrostática, en su caso.

g) Temperatura mínima en grados Celsius para la cual se diseñó el contenedor.

109.10.2 Los contenedores deben tener todas las penetraciones marcadas con la descripción de la función de la penetración. Las marcas deben permanecer visibles aun en caso de que se presente escarcha.

109.11 Pruebas de tanques de GNL.

109.11.1 Se deben realizar pruebas de hermeticidad de conformidad con las Normas Aplicables a fin de comprobar que los contenedores no presentan fugas. Deben repararse todas las fugas identificadas en los contenedores y volver a realizar la prueba de hermeticidad hasta que se asegure que los contenedores no presentan fugas.

109.11.2 Los contenedores diseñados para una operación a presión absoluta máxima de 103,4 kPa se deben probar de acuerdo con las Normas Aplicables.

109.11.3 Los tanques diseñados para presión absoluta superior a 103,4 kPa fabricados en planta, deben cumplir con los requisitos siguientes:

a) El contenedor interior y el contenedor exterior deben pasar una prueba de hermeticidad de acuerdo con las Normas Aplicables.

b) Los tanques deben ser embarcados con una presión interior mínima de 69 kPa con gas inerte.

c) Los contenedores y el sistema de tubería asociado deben pasar una prueba de hermeticidad antes de llenar el tanque con GNL.

109.11.4 Después de que hayan concluido las pruebas de aceptación, no se debe realizar ningún trabajo de soldadura en campo en los tanques de GNL. Se tendrá que volver a realizar una prueba de acuerdo con las Normas Aplicables después de que se realice alguna reparación o modificación cuando dicha reparación o modificación altere el equipo o instalaciones verificados y requiera una prueba nueva para verificar el elemento afectado y demostrar que la modificación o reparación ha sido adecuada, excepto en los casos siguientes:

Excepción No. 1: Se permite realizar trabajos de soldadura en campo en las placas de apoyo para la estructura de soporte.

Excepción No. 2: Se permite realizar un trabajo de soldadura en campo siempre que las reparaciones o modificaciones cumplan con las normas bajo las cuales se fabricó el tanque originalmente.

109.12 Purgado y enfriado de tanques. Antes de que el tanque de GNL se ponga en servicio, se debe enfriar de acuerdo con la sección 115.3 y purgar de acuerdo con el inciso 115.5.4 de esta NOM.

109.13 Dispositivos de relevo

109.13.1 Generalidades. Todos los tanques deben estar equipados con dispositivos de relevo de presión y vacío, de conformidad con lo siguiente:

a) Para tanques diseñados para operar a 103,4 kPa absolutos y a niveles inferiores. Los dispositivos de seguridad deben tener el tamaño indicado de acuerdo con las Normas Aplicables.

b) Para tanques diseñados para operar a niveles superiores a 103,4 kPa absolutos. Los dispositivos de seguridad deben tener el tamaño indicado de acuerdo con las Normas Aplicables.

109.13.2 Los dispositivos de seguridad deben comunicarse directamente con la atmósfera. Se deben instalar dispositivos de relevo de vacío si el tanque puede estar expuesto a una condición de vacío que sobrepase aquella para la que fue diseñado. Estos dispositivos se deben instalar de conformidad con lo siguiente:

a) Cada válvula de relevo de presión o de vacío de los tanques de GNL debe poder aislarse del tanque para mantenimiento o para cualquier otro fin por medio de una válvula manual de cierre de tipo paso completo. Estas válvulas de cierre deben poder ajustarse o bloquearse en la posición abierta. Se debe instalar el número suficiente de válvulas de relevo de presión y de vacío en el tanque de GNL para permitir que cada una se aisle individualmente a fin de realizar pruebas o dar mantenimiento a la vez que se conservan las condiciones de equilibrio requeridas. En caso de requerirse sólo una válvula de seguridad, se debe instalar ya sea un puerto de apertura con una válvula de tres vías que conecte la válvula de relevo y su reserva al tanque, o dos válvulas de relevo conectadas por separado al tanque, cada una con una válvula.

b) No se debe cerrar más de una válvula de relevo a la vez.

c) Se deben diseñar e instalar chimeneas o respiraderos de descarga de la válvula de relevo a fin de evitar la acumulación de agua, hielo, nieve, o cualquier otro material y la descarga debe ser vertical hacia arriba.

109.13.3 Tamaño del dispositivo de relevo

a) Relevo de presión. La capacidad de los dispositivos de relevo de presión debe considerar entre otras, las causas de aumento de presión siguientes:

1. Exposición al fuego de acuerdo con el inciso 109.13.6 de esta NOM.
2. Alteración en la operación, como falla en el dispositivo de control.
3. Otras circunstancias resultado de fallas en el equipo o errores de operación.
4. Desplazamiento de vapores durante el llenado.
5. Evaporación súbita durante el llenado, por ejemplo, a consecuencia de la mezcla de productos de composición diferente o de las condiciones termodinámicas del flujo de llenado a su entrada en el tanque.
6. Pérdida de refrigeración o falla del dispositivo de extracción de vapor generado por ebullición.
7. Flujo de calor de la bomba de recirculación.
8. Caída de la presión barométrica.

b) Los dispositivos de relevo de presión deben tener capacidad suficiente para liberar el flujo determinado por la contingencia aislada mayor o por cualquier combinación de contingencias probable.

c) El flujo mínimo para aliviar la presión en kg/h no debe ser menor a 3% del contenido total del tanque en 24 h.

109.13.5 Relevo de vacío. Los dispositivos de relevo de vacío deben tener capacidad suficiente para aliviar el flujo determinado por la contingencia aislada mayor o por cualquier combinación de contingencias probable, menos la tasa de vaporización que se produce por la ganancia de calor normal mínima en el contenido del tanque. No se permite acreditar la capacidad de relevo de vacío por la represurización de gas ni por los sistemas de acumulación de vapores. La capacidad de los dispositivos de rompimiento de vacío se debe determinar con base en las causas de disminución de presión siguientes:

a) Retiro de líquido o vapor a flujo máximo.

b) Elevación en la presión barométrica.

c) Reducción de presión en el espacio de vapor como resultado de llenado con líquido subenfriado.

109.13.6 Exposición al fuego. La capacidad de relevo de presión requerida por exposición al fuego se debe calcular conforme a la fórmula siguiente:

$$H = 71,000FA^{0.82} + H_n$$

en donde:

H = flujo total de calor, Watt

H_n = flujo normal de calor en tanques refrigerados, Watt

A = área de superficie húmeda expuesta del tanque, m²

F = factor ambiental de la tabla 109.13.6 siguiente.

En caso de tanques grandes, el área húmeda expuesta será el área que llegue a una altura de 9.15 m sobre el nivel del suelo.

Tabla 109.13.6 Factores ambientales

Base	Factor F
Tanque base	1,0
Instalaciones para la aplicación de agua	1,0
Instalaciones para el despresurizado y vaciado	1,0
Tanque subterráneo	0
Aislamiento o protección térmica (métrica)	$F=U(904-T_f)/71\ 000$

Nota: U es el coeficiente total de transferencia de calor en $[W/(m^2 \cdot ^\circ C)]$ del sistema de aislamiento usando el valor promedio para el rango de temperatura de T_f a $+904^\circ C$. T_f es la temperatura del contenido *del tanque* en condiciones de relevo, $^\circ C$.

a) También aplicará lo siguiente:

El aislamiento debe ser incombustible, capaz de resistir la fuerza del chorro ocasionada por el equipo contra incendio y conservar sus propiedades fisicoquímicas a temperaturas superiores a $538^\circ C$. Si el aislamiento no cumple con estos criterios, no se considerará efecto por el aislamiento.

La capacidad de relevo se debe determinar por la fórmula siguiente:

$$W = \frac{?}{L}$$

en donde:

W = capacidad de relevo en g/s del vapor producido en condiciones de relevo.

L = calor latente de la vaporización del líquido almacenado a la presión y temperatura de relevo, J/g

Una vez que se ha determinado la capacidad de alivio, W , se debe calcular el flujo de aire equivalente a partir de la fórmula siguiente:

$$Q_a = 0.93W \frac{\sqrt{TZ}}{\sqrt{M}}$$

en donde:

Q_a = la capacidad de flujo equivalente del aire, m^3/h a $15^\circ C$ y 101 kPa

Z = factor de compresibilidad del vapor producido en condiciones de relevo

T = temperatura absoluta del vapor producido en condiciones de relevo, K

M = masa molecular del vapor producido, g/gmol

b) Sistemas de aspersión de agua. El exterior de los tanques de GNL y de otros líquidos combustibles, paredes laterales y techo, así como los cabezales de válvulas, instrumentos y controles deben estar protegidos contra la radiación térmica de un incendio exterior por medio de sistemas de aspersión de agua de acuerdo con los resultados del análisis de riesgos a que hace referencia el capítulo 106 de esta NOM y con las Normas Aplicables.

109.14 Los tanques de almacenamiento de líquidos combustibles, como lubricantes, refrigerantes y combustibles auxiliares como gasolina, diesel y gas LP, deben ser diseñados, construidos y ubicados de conformidad con esta NOM y con las Normas Aplicables.

109.15 Los resultados del análisis de riesgo a que hace referencia el capítulo 106 de esta NOM, deben ser utilizados para evaluar, justificar técnicamente y seleccionar el tipo de tanques de almacenamiento de la terminal de almacenamiento de GNL. Si como resultado de dicho análisis de riesgos, se determina que los tanques de almacenamiento deben tener características de diseño y construcción superiores a las mínimas establecidas en este capítulo, deben modificarse las especificaciones que resulten aplicables para que el diseño, construcción, áreas de retención y sistemas auxiliares, sean acordes a los riesgos identificados y cumplan con Normas Aplicables.

110 Sistema de vaporización

Se debe cumplir con los requisitos especificados en este capítulo a menos que se pruebe mediante el análisis de riesgos a que hace referencia el capítulo 106 de esta NOM, que se pueden aceptar condiciones diferentes que presentan un nivel de seguridad igual o superior.

110.1 Clases de vaporizadores. El sistema de vaporización puede tener vaporizadores de uno o más de los siguientes tipos:

110.1.1 Por el sistema de transferencia de calor se clasifican en:

a) Vaporizadores con fuente de calor integral. Son aquellos en los que la fuente de calor está integrada al intercambiador de calor de vaporización. Esta clase incluye los vaporizadores de combustión sumergida.

b) Vaporizadores con fuente de calor remota. Son aquellos en los que la fuente primaria de calor está separada del intercambiador de calor de vaporización y se usa un fluido secundario, por ejemplo: agua, vapor de agua, isopentano, glicol, entre otros, como medio para transportar el calor.

110.1.2 Por la forma para obtener el calor para vaporizar el GNL se clasifican en:

a) Vaporizadores con fuente de calor propia. Son aquellos que derivan su calor de la combustión de algún combustible, energía eléctrica, o calor residual como el que proviene de los calentadores o de las máquinas de combustión interna.

b) Vaporizadores con fuente de calor de proceso. Son aquellos que derivan su calor de otro proceso termodinámico o químico de tal manera que conserven o utilicen la refrigeración del GNL.

c) Vaporizadores con fuente de calor ambiental. Son aquellos que derivan su calor a partir de fuentes de calor naturales como la atmósfera, agua de mar o agua y vapor geotérmicos. Este tipo de vaporizadores debe cumplir con lo siguiente:

1. Se debe especificar el gradiente de temperatura del flujo de fluido natural utilizado para calentar el GNL, de conformidad con las Normas Aplicables.
2. Si la temperatura de la fuente de calor natural sobrepasa los 100°C, se debe considerar un vaporizador con fuente de calor remota.
3. Si la fuente de calor natural está separada del intercambiador de calor de vaporización y se usa un medio de transporte de calor controlable entre la fuente y el intercambiador, se considera que el vaporizador es de fuente de calor remota y se aplican las disposiciones para este tipo de vaporizador.

110.2 Diseño y materiales. Los vaporizadores deben ser diseñados, fabricados e inspeccionados de acuerdo con las Normas Aplicables.

110.2.1 Los vaporizadores deben operar en un rango de temperaturas de -162°C a + 37,7°C (menos ciento sesenta y dos a más treinta y siete coma siete grados Celsius).

110.2.2 Los intercambiadores de calor del vaporizador deben estar diseñados para una presión de operación igual a la que resulte mayor de la presión máxima de descarga de la bomba de GNL o la presión máxima del sistema de tanque presurizado que alimenta a los intercambiadores.

110.3 Tubería de los vaporizadores

110.3.1 Cada vaporizador conectado en paralelo debe tener una válvula de bloqueo a la entrada y a la salida.

110.3.2 La válvula de descarga de cada vaporizador, las válvulas de relevo y los componentes de la tubería instalados corriente arriba desde dicha válvula de descarga, deben ser diseñadas para operar a la temperatura del GNL (-168°C, menos ciento sesenta y ocho grados Celsius).

110.3.3 El sistema debe contar con un equipo automático para prevenir la descarga de GNL o de gas dentro del sistema de distribución a una temperatura inferior o superior a la temperatura de diseño del sistema de salida. Este sistema debe ser independiente de cualquier otro sistema de control de flujo y debe contar con válvulas en la línea para usarse sólo en una emergencia.

110.3.4 Para aislar un vaporizador conectado en paralelo cuando no opera, éste debe contar con dos válvulas de entrada para evitar la fuga de GNL en su interior y contar con los medios para evacuar el GNL o el gas natural que pueda acumularse entre dichas válvulas. Este requisito no se aplica para vaporizadores con fuente de calor ambiental con entrada menor o igual de 50 mm.

110.3.5 Cada vaporizador con fuente de calor propia debe contar con un dispositivo para interrumpir el proceso de calentamiento. Este dispositivo debe contar con control local y remoto. El control remoto debe estar a una distancia no menor de 15 m del vaporizador.

110.3.6 Cada vaporizador con fuente de calor propia debe contar con una válvula de corte en la línea de GNL a una distancia no menor de 15 m del vaporizador. Si el vaporizador está dentro de un edificio, la distancia se mide desde dicho edificio. Esta válvula debe contar con control local y remoto; asimismo, debe estar protegida contra congelamiento externo que pueda hacerla inoperable.

110.3.7 Cuando en un vaporizador con fuente de calor remota se utiliza un fluido intermedio inflamable, dicho vaporizador debe contar con válvulas de corte en ambas líneas, caliente y fría, del sistema de fluido intermedio. El control de las válvulas debe estar a una distancia no menor de 15 m del vaporizador.

110.4 Dispositivos de relevo de vaporizadores. Cada vaporizador debe contar con válvulas de relevo de seguridad dimensionadas de acuerdo con los requisitos siguientes:

110.4.1 Para vaporizadores con fuente de calor propia o con fuente de calor de proceso, las válvulas de relevo deben descargar el 110% de la capacidad nominal de flujo de gas sin que la presión exceda 10% arriba de la presión de operación máxima permisible del vaporizador.

110.4.2 Para vaporizadores con fuente de calor ambiental, las válvulas de relevo deben descargar el 150% de la capacidad nominal de flujo de gas especificada para condiciones de operación normal, sin que la presión exceda 10% la máxima presión de operación permisible del vaporizador.

110.4.3 Las válvulas de relevo para vaporizadores con fuente de calor propia deben estar localizadas de tal forma que no estén sujetas a temperaturas que excedan 60°C durante su operación normal a menos que hayan sido diseñadas para operar a temperaturas más elevadas.

110.5 Suministro de aire de combustión.- El aire de combustión requerido para la operación de vaporizadores con fuente de calor integral o para la fuente de calor primaria de vaporizadores con fuente de calor remota, debe suministrarse del exterior de una estructura completamente cerrada o de un edificio, en su caso.

110.6 Deben tomarse las medidas necesarias para evitar la acumulación de productos de combustión peligrosos cuando se instalen en edificios vaporizadores con fuente de calor integral o se instale la fuente de calor primaria de los vaporizadores con fuente de calor remota.

111 Sistemas de tubería y sus componentes

Se debe cumplir con los requisitos especificados en este capítulo, a menos que se pruebe mediante el análisis de riesgos a que hace referencia el capítulo 106 de esta NOM, que se pueden aceptar condiciones diferentes que presentan un nivel de seguridad igual o superior.

111.1 Generalidades. El diseño de los sistemas de tubería debe apegarse a lo establecido en esta NOM y en lo no previsto por ella, a las Normas Aplicables.

111.1.1 Los requisitos adicionales de este capítulo se aplican a sistemas de tubería y componentes que conducen líquidos y gases inflamables con temperaturas de servicio inferiores a -29°C (menos veintinueve grados Celsius).

111.1.2 Para el diseño de la tubería se debe aplicar el movimiento sísmico de terreno SOB a que hace referencia el inciso 109.3.2 de esta NOM.

111.1.3 Las cargas sobre la tubería deben determinarse mediante un análisis dinámico o utilizando un factor de amplificación de 0,60 a la aceleración espectral máxima de diseño, SDS, definida en el inciso 109.3.8 de esta NOM.

111.1.4 Los esfuerzos permitidos sobre la tubería cumplir con lo establecido en las Normas Aplicables.

111.2 Tubería, accesorios y uniones

111.2.1 Los sistemas de tubería y sus componentes deben estar diseñados para soportar los efectos de la fatiga resultantes del ciclo térmico a los que están sujetos. Se debe poner especial atención a los efectos de fatiga ocurridos en cambios de espesor de pared entre tubos, accesorios, válvulas y componentes.

111.2.2 Para tubos de diámetro nominal menor o igual de 50 mm, las uniones pueden ser roscadas, soldadas o bridadas. Para tubos de diámetro mayor de 50 mm las uniones deben ser soldadas o bridadas.

111.2.3 El número de uniones roscadas o bridadas debe ser mínimo y utilizarse únicamente donde sean necesarias, ya sea por transición de materiales, conexiones de instrumentos o para maniobras de mantenimiento. Si las uniones roscadas resultan inevitables, deben ser selladas por soldadura o por un medio que posteriormente sea probado. Los tubos roscados deben ser al menos cédula 80.

111.3 Materiales. Todos los materiales de tuberías, inclusive empaques y compuestos para sellar uniones roscadas deben poder usarse con los líquidos y gases manejados a través del rango de temperaturas al que estén sujetos. Estos materiales deben cumplir con las Normas Aplicables. El material de los empaques debe ser no combustible.

111.3.1 Las tuberías que conduzcan GNL u otro fluido a baja temperatura con respecto del medio que las rodea, deben estar aisladas térmicamente para limitar la pérdida de energía debido a la ganancia de calor de la tubería.

a) El aislamiento térmico debe tener las dimensiones y características adecuadas para limitar la ganancia de calor y evitar condensación de agua y otros fluidos en el exterior bajo condiciones de diseño.

b) El aislamiento térmico debe estar protegido contra daños mecánicos y diseñado para evitar la penetración de agua y humedad. El material de aislamiento no debe deteriorarse en caso de penetración de humedad.

c) En caso que la tubería pueda estar expuesta a la temperatura del GNL o de algún refrigerante y al calor de un incendio durante una emergencia y esto pueda resultar en una falla de la tubería que incremente la emergencia de manera significativa, dicha tubería debe cumplir con alguno de los puntos siguientes:

1. Ser fabricada con materiales que soporten tanto la temperatura normal de operación como las temperaturas extremas a la que podrían estar sujetos durante una emergencia.
2. Estar protegida por aislamiento térmico u otro medio para retrasar la falla provocada por dichas temperaturas extremas hasta que se pueda efectuar una acción correctiva.
3. Mantenerse aislada y con el flujo de GNL detenido donde la tubería esté expuesta al calor ocasionado por un derrame de combustible que se haya encendido durante una emergencia.

111.3.2 El aislamiento de la tubería que conduzca GNL o vapor frío y el aislamiento usado para mitigar la exposición al fuego deben ser de materiales que no propaguen el fuego y que conserven sus propiedades mecánicas y térmicas durante una emergencia cuando estén expuestos al fuego, calor, frío o agua, según aplique.

111.3.3 En los tubos con soldadura longitudinal o espiral, tanto la soldadura como la zona afectada por el calor deben cumplir con las Normas Aplicables. No se permite usar tubos con soldadura en horno traslapada ni a tope.

111.3.4 No se deben usar tubos, válvulas, ni accesorios de fierro fundido, dúctil o maleable.

111.3.5 Los acoplamientos del tipo compresión no deben utilizarse cuando puedan estar sujetos a temperaturas inferiores a -29°C (menos veintinueve grados Celsius).

111.4 Válvulas

111.4.1 Válvula de bonete. Las válvulas de bonete extendido se deben instalar con sellos de empaque en una posición que evite la filtración o el mal funcionamiento provocado por escarcha. Si el bonete extendido en una tubería de líquido criogénico se instala a un ángulo mayor de 45° de la vertical, se debe mostrar que el servicio será satisfactorio en la posición instalada. Las válvulas deben cumplir con las Normas Aplicables.

111.4.2 Las conexiones en contenedores, tanques y recipientes deben contar con válvulas de corte tan cerca de ellos como sea posible y deben estar dentro del área de retención. Este requisito no se aplica para conexiones de válvulas de alivio, conexiones para alarmas de nivel y conexiones con brida ciega o tapón.

111.4.3 El diseño e instalación de una válvula interna debe ser tal que cualquier falla de la boquilla de penetración resultado de deformación del tubo externo, no alcance al asiento de cierre de dicha válvula.

111.4.4 Los tanques con conexiones mayores de 25 mm de diámetro nominal a través de las cuales pueda escapar el líquido, deben estar equipadas cuando menos con alguno de los dispositivos siguientes:

- a) Una válvula de cierre automático en caso de estar expuesta al fuego.
- b) Una válvula de cierre rápido, de control remoto que permanezca normalmente cerrada, con excepción del periodo de operación.
- c) Una válvula de no retorno en las conexiones de llenado.

111.4.5 En el sistema de tuberías se deben instalar válvulas de cierre para limitar el volumen de fluido que pueda descargarse en caso de falla de dicho sistema.

111.4.6 El sistema de tuberías debe contar con suficientes válvulas que puedan ser operadas en el sitio donde se encuentran y a control remoto, de manera que permitan cerrar el proceso y los sistemas de transferencia por sistema o por área, o para permitir el paro completo en caso de emergencia.

111.4.7 Las válvulas y sus controles deben diseñarse para permitir la operación a bajas temperaturas.

111.4.8 Las válvulas de cierre de emergencia que pudieran requerir de un tiempo excesivo para operar durante una emergencia o si la válvula es de 200 mm o mayor deben ser operadas con actuador. Se deben proporcionar los medios adecuados para una operación manual.

111.4.9 Las válvulas de las tuberías que conducen GNL o que puedan estar expuestas a la temperatura del GNL en un incidente, deben ser aisladas térmicamente de conformidad con lo previsto en los incisos 111.3.1 y 111.3.2 de esta NOM, sin que esto afecte su funcionamiento.

111.5 Soldadura: La calificación y el desempeño de los soldadores deben estar en conformidad con las Normas Aplicables.

111.5.1 En aquellos sitios donde se suelden materiales probados contra impacto, se deben seleccionar procedimientos de soldadura calificados para minimizar la degradación de las propiedades a baja temperatura del material de la tubería.

111.5.2 Cuando se requiere soldar aditamentos a una tubería extremadamente delgada, se deben seleccionar procedimientos y técnicas para minimizar el peligro de quemaduras y picaduras que traspasen la pared de la tubería.

111.5.3 No se permite el uso de soldadura de oxiacetileno.

111.6 Soportes de tubería

111.6.1 Los soportes de tubería, incluyendo cualquier sistema de aislamiento usado para sostener la tubería cuya estabilidad es esencial para la seguridad de la terminal, deben ser resistentes y estar protegidos contra la exposición al fuego, el escape de líquido frío, o a ambos, en caso de estar sujetos a dicha exposición.

111.6.2 Los soportes para tubería que conducen fluidos criogénicos deben estar diseñados para evitar la transferencia excesiva de calor que puede dar como resultado restricciones en la tubería provocadas por la formación de hielo o por fragilidad del acero del soporte.

111.7 Identificación de la tubería. La tubería se debe identificar con los colores y señalización que en materia de seguridad establece la NOM-026-STPS-1998.

111.8 Inspección y pruebas de la tubería

111.8.1 Prueba de presión. Para evitar una posible falla por ruptura causada por fragilidad a bajas temperaturas, las tuberías de acero al carbono y de acero de baja aleación se deben probar a presión y temperaturas apropiadas superiores a la temperatura de transición de ductilidad nula del metal. Estas pruebas se deben realizar de acuerdo con las Normas Aplicables.

111.8.2 Registros. Se deben mantener registros de presión y temperatura del medio de prueba y de la temperatura ambiente durante la prueba. Estos registros se deben mantener durante la vida de las tuberías o hasta que se vuelva a realizar este tipo de prueba.

111.8.3 Pruebas de la tubería soldada

a) La tubería con soldadura longitudinal o espiral sujeta a temperaturas de servicio menores a -29°C (menos veintinueve grados Celsius) debe tener una presión de diseño menor a 2/3 de la prueba de presión en planta o de las pruebas de presión subsecuentes en el taller o hidrostáticas en el campo, excepto cuando el 100% de la soldadura longitudinal o espiral haya sido sometida a inspección radiográfica o ultrasónica.

b) En todas las soldaduras circunferenciales a tope se debe examinar la circunferencia completa de la soldadura por medio de inspección radiográfica o por ultrasonido, excepto en los casos siguientes:

1. No se requiere inspección radiográfica o por ultrasonido para tuberías de drenaje de líquidos y de ventilación de vapores con una presión de operación que produzca un esfuerzo tangencial de menos del 20% de la Resistencia de Cedencia Mínima Especificada (RCME); dichas tuberías sólo deben inspeccionarse visualmente.
2. Deben inspeccionarse por radiografía o por ultrasonido y verificar las circunferencias completas de soldadura del 30% de las uniones soldadas diariamente para tuberías de presión que operen a una temperatura superior a -29°C (menos veintinueve grados Celsius)

c) Todas las soldaduras de enchufe y soldaduras fileteadas se deben examinar totalmente con líquidos penetrantes o con partículas magnéticas.

d) Todas las soldaduras de penetración completa en ranura para conexiones de ramales se deben examinar en su totalidad en proceso y también con líquidos penetrantes o partículas magnéticas después del paso final de soldadura.

111.8.4 Criterios de inspección. Los métodos de Pruebas No Destructivas (PND), las limitaciones en los defectos y las calificaciones del inspector y del personal que realiza el examen, deben cumplir con las Normas Aplicables.

111.9 Válvulas de seguridad y de alivio

111.9.1 Los dispositivos de seguridad para relevo de presión deben estar dispuestos de tal manera que la posibilidad de daño a la tubería o al inmueble se reduzca a un mínimo. Los medios mecánicos utilizados para ajustar la presión de relevo deben estar sellados.

111.9.2 Se debe instalar una válvula de relevo de presión por expansión térmica para evitar la sobrepresión en cualquier sección de una tubería que lleva líquidos o vapores fríos y que se puede aislar por medio de válvulas.

a) Se debe ajustar la válvula de relevo por expansión térmica de manera tal que dispare a una presión menor o igual que la presión de diseño de la línea que protege.

b) La descarga de dichas válvulas se debe dirigir en una dirección que minimice el riesgo al personal y a cualquier otro equipo.

111.9.3 Sistemas de desfogue y venteo. Se deben instalar sistemas para recolectar y conducir a una descarga segura a la atmósfera el gas natural liberado por los dispositivos de relevo de presión y otros procesos de venteo de gases, excepto las válvulas de relevo de los tanques de GNL.

a) Deben instalarse sistemas de desfogue independientes para presión alta y baja, a menos que se demuestre que condiciones o sistemas diferentes tienen igual o mejor seguridad, por lo que podrán ser aceptadas.

b) La descarga a la atmósfera puede ser por venteo directo o mediante un quemador, diseñado e instalado de conformidad con las Normas Aplicables y de acuerdo con los resultados de un estudio de dispersión de gas y de radiación térmica que debe realizarse.

111.10 Control de corrosión

111.10.1 Las tuberías enterradas y/o sumergidas que no conducen GNL deben estar protegidas y mantenerse conforme a los principios establecidos en la NOM-008-SECRE-1999.

111.10.2 Los aceros inoxidables austeníticos y las aleaciones de aluminio se deben proteger para minimizar la corrosión y las picaduras provocadas por agentes corrosivos atmosféricos e industriales durante el almacenamiento, construcción, fabricación, puesta a prueba y servicio. No se deben usar cintas ni cualquier otro tipo de material de empaque que sea corrosivo para la tubería o para los componentes de la tubería. Se deben utilizar inhibidores o barreras a prueba de agua en donde los materiales de aislamiento puedan causar corrosión al aluminio o a los aceros inoxidables.

112 Instrumentación y servicios eléctricos

112.1 Centro de Control. Las terminales de almacenamiento de GNL deben tener al menos un centro de control para vigilar continuamente la operación normal y los dispositivos de advertencia de operación anormal. Este centro de control debe cumplir con las condiciones siguientes:

112.1.1 Estar ubicado en un lugar separado o protegido de las otras instalaciones de la terminal de almacenamiento de GNL para que tenga capacidad de operar durante una emergencia controlable.

112.1.2 Estar vigilado continuamente por personal capacitado siempre que alguno de los componentes bajo su control esté en operación, a menos que el control sea realizado desde otro centro de control que sea vigilado por personal capacitado.

112.2 Cuando la terminal de almacenamiento de GNL tiene más de un centro de control, cada uno debe contar con más de un medio de comunicación con los otros centros de control.

112.3 Cada centro de control debe tener medios para comunicar la alarma de condiciones peligrosas a los lugares dentro de la terminal de almacenamiento de GNL frecuentados por personas.

112.4 Los sistemas de control remoto y los sistemas de paro automático deben ser operados desde el centro de control.

112.5 Fuentes de potencia eléctrica. Los sistemas de control eléctrico, medios de comunicación, iluminación de emergencia y sistemas de combate contra incendios de las terminales de almacenamiento de GNL deben tener, al menos, dos fuentes de potencia eléctrica de modo que la falla de una no afecte la capacidad de operación de la otra

fuelle. Cuando se utilizan generadores auxiliares como segunda fuente de potencia eléctrica, éstos deben cumplir con las condiciones siguientes:

112.5.1 Estar ubicados en un lugar separado o protegido de las otras instalaciones de la terminal de almacenamiento de GNL para que tengan capacidad de operar durante una emergencia controlable.

112.5.2 El suministro de combustible a los sistemas de generación eléctrica debe estar protegido contra peligros probables durante una condición de emergencia de la terminal de almacenamiento de GNL.

112.6 La instrumentación para instalaciones de almacenamiento, vaporización, válvulas de sistemas de tuberías, bombas y compresores, debe ser diseñada para que en caso de falla de energía eléctrica o de instrumentos neumáticos, el sistema continúe con una condición a prueba de falla que se mantendrá hasta que se tomen las medidas adecuadas para reactivar o asegurar el sistema.

112.6.1 La instrumentación de los tanques de GNL debe ser diseñada e instalada de acuerdo con las Normas Aplicables.

112.6.2 Los tanques de menos de 265 m³ deben contar con la instrumentación y servicios eléctricos de conformidad con las Normas Aplicables.

112.6.3 En cada tanque de GNL con capacidad superior a 265 m³ se deben instalar, al menos, los instrumentos siguientes:

a) Dispositivos de llenado del tanque desde la parte superior y desde la parte inferior del mismo, así como para la recirculación del GNL a fin de evitar la estratificación del mismo.

b) Equipos de bombeo sumergidos que se puedan retirar por la parte superior del tanque para mantenimiento sin que sea necesario vaciar el tanque de GNL.

c) Sistemas de monitoreo y control para proporcionar niveles de seguridad adecuados para el personal y la terminal de almacenamiento de GNL en condiciones de operación normales y anormales.

d) Densímetros para medir la densidad del GNL a niveles diferentes dentro del tanque.

e) Dos sistemas independientes de medición de nivel del GNL instalados de forma que sea posible reemplazarlos sin interrumpir la operación del tanque.

f) Dos alarmas independientes de nivel alto y alto-alto. Estas alarmas deben ser visibles y audibles y actuar con anticipación suficiente para que se tomen las medidas necesarias para evitar que se sobrepase el nivel más alto permitido para el GNL.

g) Dispositivos de cierre automático de llenado a nivel alto-alto, independiente de los medidores de nivel.

h) Dos alarmas independientes de nivel bajo y bajo-bajo.

i) Dispositivos para medir la temperatura del GNL en la parte superior, media e inferior del contenedor.

j) Indicadores y medidores de presión de vapor de GNL, locales y remotos, con alarma audible y visible de presión alta y muy alta.

k) Dos dispositivos independientes de relevo de presión y de vacío.

l) Sistema de detección de gas en el espacio del aislamiento.

m) Medidores de presión y de vacío en el espacio del aislamiento con alarma audible y visible.

n) Dispositivos de relevo de presión y de vacío en el espacio del aislamiento, en su caso.

o) Control de temperatura de la pared lateral del contenedor primario.

p) Medidores e indicadores de temperatura en la base del tanque y en la parte inferior del contenedor secundario para detectar enfriamiento causado por una fuga de GNL, con alarma audible y visible.

q) Medidores o indicadores de temperatura del sistema de calentamiento de los cimientos del tanque, en su caso.

r) Sondas de temperatura y medidores de deformación en los contenedores autosoportados para controlar los esfuerzos en la estructura durante la fase de enfriamiento.

s) Sistema de monitoreo y registro de la información recabada de acuerdo con los puntos anteriores, en el cuarto de control de la terminal de almacenamiento de GNL.

t) Medios para aislar el tanque del resto del sistema y para ponerlo fuera de servicio.

u) Medios para desalojar el gas y para la entrada y salida de personal y equipos requeridos para inspección y mantenimiento del tanque.

v) Medios de calentamiento y enfriamiento requeridos para el arranque, operación normal y para ponerlo fuera y restaurarlo al servicio.

w) Medios para purgar los tanques cuando se vacían para darles mantenimiento.

112.7 Se deben controlar las temperaturas de entrada de GNL y de salida de gas en los vaporizadores, así como de las temperaturas de entrada y de salida del fluido de transferencia de calor.

112.8 La información de la operación de la terminal de almacenamiento de GNL se debe enviar al centro de control para el monitoreo y control remoto del proceso y de las operaciones.

112.9 El diseño y la instalación de los servicios eléctricos, así como los procedimientos de mantenimiento, deben ser desarrollados de conformidad con los niveles de riesgo establecidos en el mapa de clasificación de áreas peligrosas preparado de acuerdo con el inciso 108.1 de esta NOM.

112.10 El equipo y cableado eléctrico deben ser del tipo especificado e instalados de acuerdo con los requisitos de la NOM-001-SEDE-1999, y en lo no previsto por ésta, con los requisitos de las Normas Aplicables.

112.11 El equipo eléctrico que no pueda instalarse en áreas peligrosas debe encerrarse en cajas herméticas adecuadas para el servicio y, alternativamente, estos equipos se pueden confinar dentro de sistemas purgados y/o presurizados de conformidad con la NOM-001-SEDE-1999, y en lo no previsto por ésta, con las Normas Aplicables.

112.12 Se deben proporcionar las conexiones a tierra y uniones eléctricas adecuadas, así como pararrayos en los tanques, estructuras metálicas, equipos y tuberías de conformidad con la NOM-001-SEDE-1999, y en lo no previsto por ésta, con las Normas Aplicables.

113 Transferencia de GNL y refrigerantes

Este capítulo aplica a la transferencia de GNL, refrigerantes, líquidos inflamables y gases inflamables entre los puntos de recepción por buque, camión o vagón a los tanques de almacenamiento de GNL.

113.1 Sistemas de tubería

113.1.1 Se deben instalar válvulas de aislamiento para que cada sistema de transferencia se pueda aislar en sus extremos. Cuando se instalen válvulas de aislamiento motorizadas para líquidos inflamables se debe hacer un análisis para determinar si el tiempo de cierre no produce un golpe de ariete capaz de causar falla de la tubería o del equipo.

113.1.2 Se debe instalar un sistema de enfriamiento para controlar la temperatura del sistema de transferencia de GNL cuando no está en operación y antes de que entre en operación.

113.1.3 Se deben instalar las válvulas de no retorno que sean necesarias en los sistemas de transferencia, para evitar el regreso de GNL; deben estar tan cerca como sea posible del punto de conexión a cualquier sistema en el que pudiera causarse dicho retorno del flujo de GNL.

113.2 Control de bombas y compresores

113.2.1 Además del dispositivo local de paro, las bombas o compresores deben contar con control remoto, fácilmente accesible, a una distancia mínima de 7,6 m del equipo, para parar la bomba o el compresor en una emergencia. Las bombas y compresores remotos para descargar buques de GNL, deben tener controles para detener su operación desde la zona de descarga, así como en el lugar donde están localizados la bomba o compresor. Los controles a bordo de un buque de GNL deben apegarse a esta disposición. Se deben instalar luces de señal en la zona de descarga, para indicar cuándo están parados o funcionando una bomba o compresor remoto de descarga.

113.3 Recepción de GNL del buque

113.3.1 El diseño, construcción y operación de los muelles y atracaderos deben cumplir con los requisitos establecidos por las autoridades competentes en la materia. Si el puerto no está dedicado exclusivamente a operaciones de GNL, se debe tener especial cuidado para minimizar la interferencia con el movimiento de otras embarcaciones.

113.3.2 Se deben instalar válvulas de aislamiento y conexiones de purga en el cabezal de recepción de GNL y de retorno de vapores, para poder bloquear, drenar o sacar por bombeo el contenido de mangueras y brazos, y poder reducir la presión antes de desconectarlos. Las válvulas de aislamiento de líquido, independientemente del tamaño, y las válvulas

de vapor de 200 mm o mayores, deben tener operadores motorizados, además de un medio de operación manual. Las válvulas motorizadas deben poder cerrarse tanto localmente como desde un control remoto ubicado a un mínimo de 15 m de la zona del distribuidor o cabezal. El punto de conexión de la manguera o brazo con el cabezal o distribuidor debe disponer de válvulas. Las purgas o respiraderos deben descargar a una zona segura.

113.3.3 Cada tubería de retorno de vapor y de transferencia de GNL debe tener, además de las válvulas de aislamiento en el cabezal, una válvula de aislamiento de fácil acceso, ubicada en tierra firme, cerca del acceso al muelle. Cuando haya más de una tubería, estas válvulas deben agruparse en un lugar e identificarse de acuerdo a su servicio. Las válvulas de 200 mm o mayores deben estar motorizadas y contar con medios para operación manual.

113.3.4 Las tuberías para recibir sólo líquido deben tener una válvula de no retorno en el cabezal adyacente a la válvula de aislamiento del cabezal.

113.4 Transferencia de GNL en terminales de almacenamiento de GNL en tierra firme.

113.4.1 Sólo se podrá transferir GNL de camiones y vagones para transportar GNL que cumplan con las Normas Aplicables.

113.4.2 Las tuberías, bombas y compresores deben estar protegidos contra daños que les puedan causar los camiones y vagones.

113.4.3 El cabezal de transferencia debe tener válvulas de aislamiento y conexiones de purga de líquido y el vapor, así como líneas de retorno, de manera que los brazos y mangueras puedan ser bloqueados y drenados de líquido y despresurizarlas antes de desconectarlas. Las purgas y venteos deben descargar en un área segura.

113.4.4 Adicionalmente, cada línea de líquido o vapor debe tener una válvula de emergencia a una distancia entre 7,6 m y 30 m del área de transferencia. Estas válvulas deben ser fácilmente accesibles para su uso en caso de emergencia. Como alternativa, se podrá usar una válvula en la línea común del cabezal de transferencia.

113.4.5 Cuando la línea de líquido o vapor no tenga una distancia de 7,6 m al área de transferencia, se debe instalar una válvula operada a control remoto desde un punto situado a 7,6 m del área de transferencia.

113.4.6 Las líneas que solamente se utilizan para descargar GNL deben tener una válvula de no retorno adyacente a la válvula de aislamiento del cabezal.

113.4.7 Transferencia de una línea de gas natural

a) Deben instalarse válvulas de aislamiento en todos los puntos de conexión de sistemas de transferencia con sistemas de tubería.

b) Se deben tener medios para asegurar que la transferencia a los sistemas de tubería de recepción no puedan rebasar los límites de presión y temperatura de dichos sistemas de GNL.

113.5 Mangueras y brazos para la recepción de GNL

113.5.1 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 de GNL, ocasionados por el cambio de las mareas y de la carga del buque de GNL, así como las oscilaciones producidas por el oleaje, entre otras causas.

113.5.2 Las mangueras que se usen para conducir GNL deben estar diseñadas para las condiciones de temperatura y de presión requeridas. Las mangueras deben 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.

113.5.3 Se deben usar mangueras metálicas flexibles o tubos y conexiones giratorias, cuando se esperen temperaturas de operación inferiores a que -51°C (menos cincuenta y un grados Celsius).

113.5.4 Los brazos de carga y descarga de los buques de GNL deben tener alarmas que indiquen cuando se está llegando al límite de extensión.

113.5.5 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.

113.5.6 Se deben probar las mangueras al menos cada año, con la presión máxima de la bomba o de ajuste de la válvula de alivio. Se deben inspeccionar visualmente antes de cada uso, para verificar si presentan daños o defectos.

113.5.7 En las mangueras se debe instalar un Sistema de Paro de Emergencia (PDE) de acuerdo con las Normas Aplicables.

113.5.8 Se debe instalar un sistema de Desconexión Rápida de Emergencia (DRE) de acuerdo con las Normas Aplicables.

113.5.9 Se deben definir, de acuerdo 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 de GNL.

113.6 Comunicaciones y alumbrado en la terminal de almacenamiento de GNL

113.6.1 Se debe disponer de un sistema de comunicaciones en los lugares de descarga y recepción del GNL para mantener el contacto con el personal relacionado con dicha operación de descarga y recepción. Se permiten comunicaciones por teléfono, altavoces, radio o señales luminosas.

113.6.2 Las instalaciones donde se transfiere GNL durante la noche deben tener alumbrado en la zona de transferencia.

113.6.3 Se debe instalar un sistema de comunicación entre el buque y la terminal de almacenamiento de GNL y definir un protocolo de comunicación que indique las condiciones de operación, cierre, conexión, desconexión y otras que deben ser incluidas en el Manual de Emergencia. Para este sistema se debe aplicar lo establecido en las secciones 116.6 y 116.7 de esta NOM.

114 Plan integral de seguridad y protección civil

114.1 La terminal de almacenamiento de GNL debe tener una unidad interna responsable de un plan de seguridad y protección civil, en el cual deben estar previstos los programas de coordinación con las autoridades de protección civil locales destinadas a salvaguardar la integridad física de la población en general y sus bienes, así como de la terminal y las instalaciones adyacentes ante la ocurrencia de un siniestro. Esta unidad debe cumplir, entre otras, con las funciones siguientes:

114.1.1 Establecer, mantener y promover la coordinación con las autoridades de protección civil, policía, bomberos y con los demás organismos públicos de la localidad.

114.1.2 Conocer la responsabilidad y recursos de cada organización gubernamental de la localidad para hacer frente en forma conjunta a una emergencia derivado de la prestación del servicio de almacenamiento.

114.1.3 Hacer del conocimiento de Protección Civil de la localidad, las habilidades y capacidad de respuesta de la terminal de almacenamiento de GNL ante una situación de emergencia.

114.1.4 Identificar y clasificar los tipos de emergencias en sistemas de GNL para que se notifiquen a las autoridades de Protección Civil y Cuerpo de Bomberos de la localidad.

114.2 El programa de seguridad tiene por objeto establecer las medidas para evitar que se presente una emergencia en la terminal de almacenamiento de GNL. Este programa debe estar basado en un estudio de análisis de riesgos de acuerdo con el capítulo 106 de esta NOM y, al menos, debe cubrir los aspectos siguientes:

114.2.1 Protección del predio de la terminal. El perímetro del predio de la terminal de almacenamiento de GNL debe contar con protección contra la entrada de personas y vehículos o cualquier elemento no autorizado. El sistema de protección debe considerar los aspectos siguientes:

a) Instalar un muro o una reja, entre otros, con la resistencia y configuración suficientes para impedir el acceso no autorizado.

b) Establecer prácticas y procedimientos de seguridad, por escrito, para proteger a los empleados y las personas que entren a la terminal de almacenamiento de GNL de los peligros de la misma, especialmente al entrar en espacios confinados o peligrosos.

c) Proporcionar rutas de evacuación controlada en caso de emergencia.

d) Al menos dos accesos ubicados de tal manera que se minimice la distancia de escape en caso de emergencia.

e) Al menos un acceso que permita el paso de vehículos de intervención, por ejemplo ambulancias y vehículos de bomberos.

f) Cuando los accesos estén abiertos deben tener guardia continua, si no es así, los accesos deben estar cerrados con candado, que podrá quitarse sólo por personas designadas por escrito por el permisionario. Durante la operación de la terminal de almacenamiento de GNL siempre deben estar disponibles fácilmente los medios para abrir todos los accesos en caso de emergencia.

g) Señalización de advertencia. Se deben colocar letreros de advertencia a lo largo del muro o la reja de protección en lugares visibles a intervalos tales que al menos un letrero se distinga fácilmente en la noche a una distancia de 30 m desde cualquier camino que pueda ser usado para acercarse al muro y/o la reja. Los letreros deben advertir que está prohibido traspasar el muro o la reja en letras que contrasten notablemente con el fondo.

h) Vigilancia. Las áreas alrededor de cada instalación y del muro o la reja de protección deben estar vigiladas continuamente para evitar la presencia de personas o elementos no autorizados. La vigilancia puede ser visual o por sistemas de monitoreo que transmitan información continuamente a un lugar de vigilancia.

i) Alumbrado de seguridad. El área alrededor de las instalaciones y cada muro y/o reja de protección debe estar iluminada entre la puesta y la salida del sol por alumbrado de servicio con una intensidad no menor de 2.2 lux.

114.2.2 Prevención de incendios. Se debe proporcionar un sistema de prevención de incendios para las terminales de almacenamiento de GNL, cuyo alcance debe ser determinado por un estudio de análisis de riesgos de acuerdo con el capítulo 106 de esta NOM y basado en principios de ingeniería de protección contra incendios. La evaluación debe determinar como mínimo lo siguiente:

a) Tipo, cantidad y ubicación del equipo necesario para la detección y control de incendios, derrames y fugas de GNL, líquidos y gases inflamables.

b) Tipo, cantidad y ubicación del equipo necesario para la detección y control de incendios potenciales eléctricos y no relacionados con procesos.

c) Las áreas específicas, incluyendo los edificios cerrados, que deben ser vigiladas continuamente debido a que presentan riesgo de incendio derivado de derrames de GNL y concentraciones peligrosas de gas inflamable.

d) Los sensores de baja temperatura y sistemas de detección de gas inflamable en las áreas específicas determinadas de acuerdo con el párrafo anterior, que deben estar activados permanentemente y que deben accionar una alarma sonora y visual en los centros de control y de vigilancia permanente de la terminal de almacenamiento de GNL y, si es necesario, en la propia área. Los sistemas de detección de gas inflamable deben activar dicha alarma antes de que la concentración de gas exceda 25% del Límite Inferior de Inflamabilidad (LII).

e) Los detectores de fuego que deben activar alarmas sonoras y visuales en la terminal de almacenamiento de GNL y en los centros de control y de vigilancia permanente de la misma. Los detectores de fuego pueden activar el sistema de Paro de Emergencia (PDE) total o parcial, según lo determine la evaluación realizada de acuerdo con el inciso 114.2.2 de esta NOM. Los sistemas de detección de fuego usados deben ser instalados y mantenidos de acuerdo con las Normas Aplicables.

f) Tipo y ubicación de los sensores necesarios para iniciar la operación automática del PDE total o parcial.

g) Equipo y procesos que se incorporarán en el PDE total y en los PDE parciales, en su caso, así como la necesidad de equipos específicos de despresurización durante una emergencia por incendio.

114.2.3 Sistemas de Paro de Emergencia (PDE). En caso de emergencia, el sistema PDE debe aislar o cerrar la fuente de suministro de GNL, líquidos y gases inflamables en las instalaciones. El sistema PDE, debe parar la operación de cualquier equipo cuya operación continua pueda prolongar o aumentar el estado de emergencia.

a) Los sistemas PDE deben tener un diseño a prueba de falla. En sitios donde no es práctico un diseño a prueba de falla, los sistemas PDE se deben instalar, localizar o proteger de tal manera que se minimice la posibilidad de que no funcionen en caso de una emergencia o falla en el sistema de control normal.

b) 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:

1. Estar instalados o ubicados donde no puedan quedar expuestos a un incendio.
2. Estar protegidos contra cualquier falla debida a exposición al fuego durante un mínimo de 10 min.
3. Deben estar en lugares visibles en el área de la instalación las instrucciones de operación que identifiquen la ubicación y el funcionamiento de los controles de los PDE.

c) Los sistemas PDE se deben poder activar en forma manual o automática o una combinación de ambos. Los activadores manuales deben estar en áreas accesibles durante emergencias, deben estar a una distancia mínima de 15 m del equipo que sirven y estar claramente indicada su función designada. Adicionalmente, deben tener las características siguientes:

1. Las estaciones de activadores manuales deben estar protegidas contra una activación accidental y ubicadas convenientemente en los principales puntos de activación.
2. Los PDE se deben activar automáticamente cuando se detecte gas combustible con 60% del Límite Inferior de Inflamabilidad (LII) o fuego en algún área crítica de la terminal de almacenamiento de GNL.
3. Se activara la alarma visual y sonora local, así como la del centro de control.

4. El paro automático se debe activar solamente cuando se tenga redundancia de la detección para evitar paros debidos a falsas alarmas.
5. Se debe instalar un control del sistema PDE centralizado en el cuarto de control de la terminal de almacenamiento de GNL. Este PDE centralizado debe ser independiente del sistema de control general y debe actuar con prioridad sobre éste.
6. Las señales de los detectores de gas y fuego se deben centralizar bajo el control del sistema de PDE del centro de control y repetidas en los centros de seguridad y de vigilancia, si son distintos.

115 Operación

115.1 Calificación del personal. La operación de los sistemas que integran la terminal de almacenamiento de GNL sólo podrá ser realizada por personal calificado para las funciones asignadas.

115.2 Procedimientos de operación. Se deben aplicar procedimientos escritos para seguridad de la operación normal y para controlar una operación anormal que pueda afectar la seguridad de la terminal. Estos procedimientos deben incluir los aspectos siguientes:

115.2.1 Monitoreo de la operación de cada sistema o estructura en los cuales existe peligro para las personas o propiedades si se detecta fuego o algún mal funcionamiento o fluido inflamable. El monitoreo debe ser realizado en el centro de control y debe activar alarmas visibles y audibles cuando se detecten condiciones anormales de temperatura, presión, vacío y flujo.

115.2.2 Pruebas de arranque y paro, incluyendo el arranque inicial, para comprobar que los componentes operarán satisfactoriamente en servicio.

115.2.3 Reconocimiento de condiciones de operación anormales.

115.2.4 Purgado, secado, enfriado y desactivación de los componentes.

115.2.5 Monitoreo y control de la temperatura, presión y flujo de vaporización dentro de los límites de operación de los vaporizadores y de los sistemas de transporte de gas natural aguas abajo.

115.2.6 Descripción de los componentes y del proceso, las limitaciones, propósito y condiciones de operación normal.

115.2.7 Descripción de las obligaciones de la persona asignada a la operación de cada subsistema o instalación.

115.2.8 Especificaciones de los ajustes máximos de las válvulas de relevo de presión o la presión de operación máxima de cada componente.

115.2.9 Descripción de los sistemas de seguridad de la terminal de almacenamiento de GNL.

115.3 Enfriamiento de los sistemas criogénicos. El enfriamiento de los componentes de cada sistema que están sujetos a temperaturas criogénicas debe ser controlado para asegurar que los esfuerzos térmicos se mantengan dentro de los límites de diseño de los materiales durante el periodo de enfriamiento, con atención especial al desempeño de los dispositivos de expansión y contracción. Los sistemas de tuberías criogénicas deben ser inspeccionados después del enfriamiento para comprobar que no hay fugas en las bridas, válvulas y sellos.

115.4 Operación del sistema de recepción de GNL de buques.

115.4.1 Verificación Previa a la Descarga (VPD). Para que la descarga de GNL cumpla con los requisitos de seguridad de las NOM y las Normas Aplicables sea segura antes de comenzar dicha operación se deben verificar la operación adecuada de:

a) Equipos y tuberías que se utilizarán en la descarga.

b) Sistemas de detección y alarmas de condiciones peligrosas, paro de emergencia y comunicación.

c) Parámetros establecidos de presión, temperatura y volumen de cada tanque del buque del que se descargará GNL para su recepción en la terminal de almacenamiento de GNL.

d) Sistemas de recepción y conducción de la terminal de almacenamiento de GNL con relación a su temperatura de diseño.

e) Condiciones de descarga, las cuales deben cubrir, al menos, lo siguiente:

1. Secuencia de las operaciones.

2. Flujo de descarga.
3. Responsabilidad, ubicación y actividades del personal asignado a las operaciones de descarga.
4. Procedimientos de emergencia que se aplicarán, en su caso.
5. Conectores de descarga que permitan al buque desplazarse hasta los límites de sus amarras sin provocar esfuerzos en los brazos o en la tubería del sistema de descarga.
6. Alineación del sistema para dirigir el flujo de GNL en la dirección correcta.
7. Localización y funcionamiento de las señales de advertencia de que se está realizando la descarga de GNL.
8. Eliminación de fuentes de ignición del área de descarga.
9. Asignación de personal en su lugar de trabajo de acuerdo con el procedimiento de operación que se aplicará.

f) El contenido del informe de la VPD en el que se registre lo siguiente:

1. El nombre del buque y del responsable de la descarga del mismo, de la terminal de almacenamiento de GNL y del responsable de la recepción de GNL.
2. El cumplimiento de cada requisito de la VPD.
3. La hora y fecha indicando el momento en que se alcancen las condiciones adecuadas para iniciar las operaciones de descarga, las cuales incluyen el cumplimiento de los requisitos del inciso 115.4.1.

115.4.2 Descarga de GNL. Durante la descarga se debe cumplir con lo siguiente:

a) No se debe comenzar con la descarga de GNL hasta que el informe de la VPD haya sido aprobado tanto por el responsable de la descarga en el buque, como por el responsable de la recepción en la terminal de almacenamiento de GNL.

b) Las personas involucradas en la descarga deben tener la capacitación necesaria y disponer de los procedimientos adecuados para las actividades que tienen asignadas.

c) Los responsables y personal asignado a las operaciones de descarga tanto de la terminal de almacenamiento de GNL como del buque, no deben tener otras obligaciones asignadas durante la descarga.

d) Ninguna embarcación debe estar amarrada al buque.

e) Debe haber comunicación continua entre la terminal de almacenamiento de GNL y el buque.

f) Los sistemas de alumbrado deben estar encendidos entre la puesta y la salida del sol.

g) Se debe realizar una inspección de las tuberías y los equipos de descarga para detectar fugas, congelación y escarcha, defectos o cualquier síntoma de problemas en la operación y seguridad al menos una vez en cada descarga.

h) Las operaciones de descarga deben ser suspendidas en los casos siguientes:

1. Cuando las condiciones atmosféricas, velocidad del viento en particular, excedan los valores determinados en los procedimientos de operación.
2. Antes de tormentas eléctricas o incendios fuera de control adyacentes al área marina de descarga.
3. De inmediato, cuando se detecta un incendio.

115.4.3 Bitácora de la descarga de GNL. El permisionario debe elaborar una bitácora de las descargas de GNL, en la cual debe registrar al menos la información siguiente:

a) El cumplimiento de los requisitos establecidos en el inciso 115.4.2 anterior.

b) La fecha y hora en que se inició la descarga de GNL.

c) La descripción de cómo se llevó a cabo la operación normal y, en su caso, los incidentes que se presentaron durante la descarga.

d) El nombre y firma de cada persona de relevo en el cargo de responsable de la descarga de GNL y la fecha y hora de cada relevo de persona que intervino en la descarga.

115.5 Control de emergencias

115.5.1 Se deben determinar los tipos y lugares susceptibles de que ocurran emergencias, distintas a incendios, en la terminal de almacenamiento de GNL ocasionados por mal funcionamiento en la operación, colapso de estructuras, fallas del personal, fuerzas de la naturaleza y actividades adyacentes a la terminal de almacenamiento de GNL, entre otras.

115.5.2 Se debe tener procedimientos escritos para el manejo adecuado de cada tipo de emergencia. Estos procedimientos deben considerar siguiente:

a) Acciones específicas en caso de emergencias controlables que incluyan el aviso al personal y el uso del equipo adecuado para controlar la emergencia.

b) Identificación de una emergencia incontrolable y las acciones a tomar para minimizar el perjuicio al público y al personal. Debe incluir el aviso inmediato a las autoridades competentes locales y la posible necesidad de evacuar al público en la vecindad de la terminal de almacenamiento de GNL, en su caso.

c) Coordinación con las autoridades competentes locales sobre la preparación de un plan de evacuación, el cual debe establecer los pasos requeridos para proteger al público en una emergencia, incluyendo la falla improbable de un tanque de almacenamiento de GNL.

d) Participación con las autoridades competentes locales en el proceso de evacuación donde se requiera asistencia mutua, y mantener informadas a dichas autoridades sobre:

1. Cantidad, tipo y localización en la terminal de almacenamiento de GNL de los equipos de control de incendios.
2. Peligros potenciales en la terminal de almacenamiento de GNL.
3. Capacidad del personal de la terminal de almacenamiento de GNL para controlar un estado de emergencia.
4. Status de cada emergencia.

115.5.3 Seguridad del personal. El permisionario debe proveer al personal de ropa y equipos de protección necesarios para su seguridad cuando realicen operaciones de control de emergencias.

a) El personal que está en servicio en un lugar fijo, tales como construcciones o lugares cercados donde podrían ser afectados por la radiación térmica del incendio de un área de contención o de un cárcamo de derrames de GNL, deben contar en su lugar de trabajo con medios de protección contra los daños de la radiación térmica o con medios para escapar, en su caso.

b) La terminal de almacenamiento de GNL debe contar con recursos de primeros auxilios adecuados, en lugares claramente señalados y fácilmente accesibles para el personal.

115.5.4 Purgado. Cuando sea necesario por seguridad, los componentes que pudieran haber acumulado cantidades relevantes de mezclas combustibles, deben purgarse después de haber sido puestos fuera de servicio y antes de volver a ponerlos en servicio, de acuerdo con un procedimiento que cumpla con los requisitos de las Normas Aplicables.

115.5.5 Sistemas de comunicación. La terminal de almacenamiento de GNL debe contar con lo siguiente:

a) Un sistema de comunicación primario para establecer comunicación verbal entre todo el personal de operación y sus estaciones de trabajo en la terminal de almacenamiento de GNL.

b) Un sistema de comunicación de emergencia para establecer comunicación verbal entre todas las personas y los lugares necesarios para parar el equipo en operación e iniciar, de manera sistemática y ordenada, la operación del equipo de seguridad en caso de una emergencia. El sistema de comunicación de emergencia debe ser independiente y estar físicamente separado del sistema de comunicación primario y del sistema de comunicación de seguridad.

c) Una fuente de energía auxiliar para cada sistema de comunicación, con excepción del equipo energizado por sonido.

115.5.6 Investigación de fallas. El permisionario es responsable de investigar la causa de cada explosión, incendio, fuga o derrame de GNL y contratar, en su caso, servicio especializado que le permita conocer las causas que lo originaron.

a) El permisionario debe poner a disposición de la CRE toda la información y proporcionar asistencia y los medios económicos o de otra índole para realizar la investigación.

b) A menos que sea necesario para mantener o restaurar el servicio o por seguridad, ningún sistema involucrado en el incidente podrá ser movido de su lugar o alterado hasta que la investigación haya sido realizada o que lo autorice el responsable de la investigación.

c) Cuando los sistemas tienen que ser movidos por razones de operación o seguridad, no podrán salir de la terminal de almacenamiento de GNL y deben ser mantenidos intactos tanto como sea posible hasta que la investigación haya terminado o lo autorice el responsable de la investigación.

d) Como resultado de la investigación, se deben tomar acciones que minimicen la recurrencia del incidente.

116 Mantenimiento

116.1 Generalidades. El permisionario no puede poner, retornar o continuar en servicio algún componente al cual no se le dé mantenimiento de conformidad con esta NOM.

a) Los componentes y sistemas en servicio deben ser mantenidos de conformidad con las NOM y Normas Aplicables en condiciones adecuadas para cumplir con sus propósitos de operación y seguridad mediante reparaciones, reemplazo u otros medios.

b) Si un dispositivo de seguridad es 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.

c) 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", de conformidad con lo estipulado por la NOM-004-STPS-1999.

d) El mantenimiento sólo puede ser realizado por personas que hayan demostrado su capacidad, habilidad y experiencia para desempeñar las funciones que les sean asignadas, y se debe cumplir con lo siguiente:

116.2 Procedimientos de mantenimiento. Se deben establecer procedimientos escritos para el mantenimiento de cada componente de la terminal de almacenamiento de GNL, incluyendo los requeridos para el control de la corrosión. Los procedimientos de mantenimiento deben considerar lo siguiente:

116.2.1 Los detalles y la frecuencia con que se deben realizar las inspecciones y pruebas determinadas de acuerdo con las Normas Aplicables.

116.2.2 La descripción de otras acciones necesarias para mantener todos los sistemas, componentes y equipos de la terminal de almacenamiento de GNL, en condiciones óptimas de operación, de conformidad con los requisitos de esta NOM.

116.2.3 La capacitación y habilidades requeridas del personal de mantenimiento, para reconocer las condiciones operativas que potencialmente puedan estar relacionadas con aspectos de seguridad de la terminal.

116.3 Materiales extraños. Se debe evitar o controlar la presencia de materiales extraños, contaminantes y hielo para mantener las condiciones de operación segura de cada componente.

116.3.1 Los terrenos de la terminal de almacenamiento de GNL se deben mantener libres de desperdicios, desechos y otros materiales los cuales presentan un riesgo de incendio. Las áreas con pasto o hierbas se deben mantener de manera que no presenten riesgo de incendio.

116.4 Sistemas de soporte. Los sistemas de soporte y cimentaciones de cada componente de la terminal de almacenamiento de GNL deben ser inspeccionados de conformidad con los programas de mantenimiento correspondientes para verificar que no tengan cambios que pudieran deteriorar su funcionamiento.

116.5 Protección contra incendio. Las actividades de mantenimiento de los equipos de control de incendios se deben programar de manera que una parte mínima de los equipos sean puestos fuera de servicio al mismo tiempo y que se vuelvan a poner en servicio en el menor tiempo posible.

116.5.1 Los caminos para el movimiento de los equipos de control de incendios dentro de la terminal de almacenamiento de GNL deben ser mantenidos en condiciones de uso en todas las condiciones climáticas.

116.6 Fuentes de energía auxiliares. La aptitud de operación de cada fuente de energía auxiliar se debe comprobar mensualmente y su capacidad de operación se debe comprobar anualmente. En la prueba de capacidad se debe considerar la potencia necesaria para arrancar y operar simultáneamente el equipo que tendría que ser accionado por la terminal de energía en una emergencia.

116.7 Aislamiento y purgado. Antes de que el personal inicie las actividades de mantenimiento de un componente que maneja fluidos inflamables, el cual ha sido aislado para darle mantenimiento, debe ser purgado aplicando un procedimiento que cumpla con las Normas Aplicables, a menos que el procedimiento de mantenimiento especifique que la actividad puede ser realizada con seguridad sin que el componente sea purgado.

116.7.1 Si el componente o la actividad de mantenimiento tiene una fuente de ignición, para asegurar que el área de trabajo está libre de fluidos inflamables, se debe aplicar adicionalmente a las válvulas de aislamiento, una técnica para remover carretes o válvulas y tapan la tubería con bridas ciegas o doble bloqueo con válvulas de sangrado para asegurar que no haya fluidos inflamables en el área de trabajo.

116.8 Reparaciones. Los trabajos de reparación de componentes deben ser realizados y probados con objeto de constatar la integridad y seguridad en la operación del componente.

116.8.1 En las reparaciones efectuadas cuando los componentes están en operación, los procedimientos de mantenimiento deben considerar las medidas para mantener la seguridad del personal y de la propiedad durante las actividades de reparación.

116.9 Trabajo caliente. Las personas que realicen trabajos de soldadura, corte con antorcha o cualquier otro trabajo de reparación a temperaturas elevadas deben tener un permiso expedido de acuerdo con la NOM-027-STPS-2000 y en lo no previsto por ésta, con las Normas Aplicables.

116.10 Sistemas de control. Los sistemas de control deben estar ajustados para operar dentro de los límites de diseño.

116.10.1 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.

116.10.2 Los sistemas de control en servicio, pero normalmente no en operación, tales como válvulas de relevo y dispositivos de paro automático, deben ser inspeccionados y probados una vez cada año calendario, pero los intervalos no deben exceder 15 meses.

116.10.3 Los sistemas de control que normalmente están en operación, por ejemplo el requerido por el sistema de carga base, deben ser inspeccionados y probados una vez cada año calendario, pero los intervalos no deben exceder 15 meses.

116.10.4 Los sistemas de control que se aplican para protección contra incendios deben ser inspeccionados y probados a intervalos regulares que no excedan 6 meses.

116.10.5 Las válvulas de relevo deben ser inspeccionadas y probadas para verificar el asiento de la válvula elevando la presión y comprobando la hermeticidad del cierre.

116.11 Inspección de los tanques de almacenamiento de GNL. Los tanques de almacenamiento de GNL deben ser inspeccionados o probados de acuerdo con los procedimientos correspondientes para verificar que ninguna de las siguientes condiciones perjudique la integridad estructural o la seguridad del tanque.

116.11.1 Los cimientos y los movimientos del tanque durante la operación normal y después de un disturbio mayor meteorológico o geofísico.

116.11.2 Fugas del tanque interior.

116.11.3 Efectividad del aislamiento criogénico.

116.11.4 Levantamiento del suelo por congelación.

116.12 Protección contra la corrosión. Se debe determinar qué componentes metálicos requieren control de la corrosión para que su integridad y confiabilidad no sean afectadas adversamente por la corrosión externa, interna o atmosférica durante su vida útil. Los componentes cuya integridad y confiabilidad pudieran ser afectadas adversamente por la corrosión, deben ser protegidos contra la corrosión, o inspeccionados y reemplazados bajo un programa de mantenimiento.

116.12.1 Control de la corrosión atmosférica

Los componentes expuestos que están sujetos al ataque corrosivo de la atmósfera deben estar protegidos contra la corrosión atmosférica mediante:

- a) Material que ha sido diseñado y seleccionado para resistir el ambiente corrosivo que lo rodea, o
- b) Un recubrimiento o cubierta adecuado.

116.12.2 Control de la corrosión externa de componentes enterrados o sumergidos.

a) Los componentes enterrados o sumergidos sujetos a ataque corrosivo externo deben ser protegidos contra la corrosión externa mediante:

- 1. Material que ha sido diseñado y seleccionado para resistir el ambiente corrosivo que lo rodea, o

2. Los medios siguientes:

- i.** Un recubrimiento externo de protección diseñado e instalado para prevenir la corrosión, y
- ii.** Un sistema de protección catódica diseñado para proteger los componentes en su totalidad.

b) Donde sea aplicado el sistema de protección catódica, los componentes que están interconectados eléctricamente deben estar protegidos como una unidad.

116.12.3 Control de la corrosión interna

Los componentes que están sujetos a ataque corrosivo interno deben estar protegidos contra la corrosión interna mediante:

- a)** Material que ha sido diseñado y seleccionado para resistir el fluido corrosivo involucrado, o
- b)** Recubrimiento interno, inhibidor de corrosión u otros medios.

116.12.4 Corrientes de interferencia

a) Los componentes sujetos a corrientes eléctricas de interferencia deben estar protegidos por un programa continuo para minimizar los efectos perjudiciales de dichas corrientes.

b) Los sistemas de protección catódica deben ser diseñados e instalados para minimizar cualquier efecto adverso que pudiera causar a los componentes metálicos adyacentes.

c) Las fuentes de corriente impresa deben ser instaladas y mantenidas para prevenir interferencia adversa a los sistemas de comunicación y de control.

116.12.5 Monitoreo del control de la corrosión

La protección catódica debe ser inspeccionada periódicamente de conformidad con los procedimientos de mantenimiento correspondientes para detectar lo más temprano posible cualquier deficiencia de la misma, de acuerdo con los requisitos siguientes:

a) Los componentes enterrados o sumergidos que tienen protección catódica deben ser probados al menos una vez cada año calendario, con intervalos que no excedan 15 meses, para determinar si la protección catódica es adecuada.

b) Los rectificadores u otras fuentes de corriente impresa deben ser inspeccionadas al menos 6 veces cada año calendario, en intervalos que no excedan 2 ½ meses, para verificar que están funcionando correctamente.

c) Los interruptores de corriente inversa, diodos y dispositivos para capturar corrientes de interferencia, cuya falla pondría en riesgo la protección del componente, deben ser revisados eléctricamente al menos 6 veces cada año calendario en intervalos que no excedan 2 ½ meses, para comprobar que están funcionando correctamente. Otros dispositivos para capturar corrientes de interferencia deben ser revisados al menos una vez cada año calendario, con intervalos que no excedan 15 meses.

d) Los componentes que están protegidos contra la corrosión atmosférica deben ser inspeccionados en intervalos que no excedan 3 años.

e) En los componentes que están protegidos contra la corrosión interna se deben colocar dispositivos de monitoreo diseñados para detectar la corrosión interna, tales como cupones o sondas, en los lugares donde es más probable que ocurra la corrosión. Este monitoreo no es requerido para materiales resistentes a la corrosión si el permisionario puede demostrar que el componente no será afectado adversamente por la corrosión externa durante la vida útil del mismo.

f) Los dispositivos de monitoreo de control de corrosión interna deben ser revisados al menos dos veces cada año calendario, en intervalos que no excedan 7 ½ meses.

116.12.6 Cuando el permisionario se entere por inspección o por otro medio que la corrosión atmosférica, externa o interna no está controlada como es requerido por este capítulo de la NOM, debe tomar acciones correctivas de inmediato.

117 Capacitación del personal

117.1 Capacitación general. El permisionario debe asegurarse que los empleados al ingresar reciban capacitación inicial en los aspectos siguientes:

117.1.1 Propiedades y riesgos del GNL.

117.1.2 Identificación de situaciones de emergencia y como hacerles frente.

117.1.3 Procedimientos de emergencia relacionados con las funciones que se han asignado.

117.1.4 Procedimientos básicos de combate contra incendios de GNL.

117.1.5 Primeros auxilios.

117.1.6 Para mantener actualizados los conocimientos y habilidades que el personal adquiere en la capacitación inicial, se debe establecer un plan de capacitación en intervalos no mayores de 5 años.

117.2 El permisionario debe establecer un plan de capacitación del personal de mantenimiento, operación y de supervisión que debe cubrir al menos los aspectos siguientes:

117.2.1 Características y riesgos del GNL y otros fluidos inflamables usados o manejados en la terminal de almacenamiento de GNL, específicamente respecto del GNL sobre:

a) Temperaturas criogénicas.

b) Evaporación de GNL y la reacción con el agua y el agua rociada.

c) Vapor inodoro e inflamabilidad de las mezclas con aire.

d) Peligros potenciales implícitos en las actividades de operación y mantenimiento.

e) Procedimientos de prevención de incendios.

f) Causas potenciales y las áreas de fuego potencial.

g) Tipos, tamaños y consecuencias predecibles de los incendios.

h) Conocimiento y destreza para desempeñar sus tareas de control de incendios y el uso adecuado del equipo contra incendio.

117.2.2 Al personal de mantenimiento, operación y de supervisión que lo requiera.

a) Procedimientos detallados sobre las operaciones de la terminal de almacenamiento de GNL y de sus componentes, inclusive procedimientos de control, funcionamiento y operación.

b) Procedimientos de transferencia de GNL.

117.3 Para mantener actualizados los conocimientos y habilidades que el personal adquiere en la capacitación inicial, se debe establecer un plan escrito de capacitación continua en intervalos no mayores de 2 años.

117.4 El personal asignado a las actividades de descarga del buque de GNL debe estar capacitado en lo siguiente:

117.4.1 Procedimientos de operaciones y de emergencia requeridos.

117.4.2 Procedimientos de combate contra incendio.

117.4.3 Cumplimiento de las normas y estándares de seguridad.

117.4.4 Procedimientos para el control de GNL derramado, en su caso.

117.4.5 Para mantener actualizados los conocimientos y habilidades que el personal adquiere en la capacitación inicial, se debe establecer un plan de capacitación en intervalos no mayores de 5 años.

117.5 El personal responsable de la seguridad en una terminal de almacenamiento de GNL debe ser capacitado de acuerdo con un plan de capacitación inicial que cubra lo siguiente:

117.5.1 Violaciones a normas o estándares de seguridad.

117.5.2 Procedimientos de seguridad relativos a las operaciones necesarios para el desempeño efectivo de los trabajos asignados.

117.5.3 Reconocimiento de las condiciones en las que se necesita asistencia del personal de seguridad.

117.5.4 Para mantener actualizados los conocimientos y habilidades que el personal adquiere en la capacitación inicial, se debe establecer un plan escrito de capacitación continua en intervalos no mayores de 2 años.

Parte 2. Terminales de almacenamiento de GNL costa afuera

201 Objetivo

Esta Parte de la NOM establece los requisitos de seguridad adicionales a los establecidos en la Parte 1 de esta NOM para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de las terminales de almacenamiento de Gas Natural Licuado

instaladas en una Estructura Fija por Gravedad (EFG) sobre el fondo del mar fuera de la costa, a las cuales se les denomina terminales de almacenamiento de GNL mar adentro o costa afuera.

201.1 Generalidades

201.1.1 Las terminales de almacenamiento de GNL mar adentro deben diseñarse para realizar las mismas funciones que las terminales de almacenamiento de GNL en el litoral, es decir, constarán de instalaciones para la recepción, almacenamiento, vaporización del GNL y entrega de gas natural en un sistema distinto. El transporte de gas natural a la costa se realizará mediante un gasoducto submarino.

201.1.2 Esta Parte 2 complementa la Parte 1 de esta NOM, agregando requisitos específicos para las terminales de almacenamiento de GNL costa afuera.

201.1.3 Para los aspectos de las terminales de almacenamiento de GNL costa afuera no incluidos en la Parte 2 se aplicarán los capítulos correspondientes de la Parte 1, así como las Normas Aplicables.

201.2 Localización de las terminales de almacenamiento de GNL costa afuera.

201.2.1 Debe establecerse una zona de exclusión para actividades de terceras personas no relacionadas con las actividades de la terminal de almacenamiento de GNL con una distancia mínima del centro de la instalación de GNL determinada mediante un análisis de riesgo realizado de acuerdo con la metodología del capítulo 106 de esta NOM.

201.2.2 Los estudios para determinar la localización de la terminal de almacenamiento de GNL deben considerar, al menos, los aspectos siguientes:

- a) Condiciones del lecho marino y del mar
- b) Condiciones océano-meteorológicas
- c) Aspectos ambientales
- d) Sismología
- e) Zonas de exclusión derivadas del tránsito y actividades marítimas existentes
- f) Protección de las instalaciones contra el oleaje y condiciones de atraque de los buques
- g) Transporte del gas natural a la costa

202 Definiciones

202.1 Estado Límite Accidental (ELA): El Estado Límite que si se excede se tiene peligro de una falla de un elemento, componente o sistema estructural después de un evento con muy poca probabilidad de ocurrencia, tal como un incendio, una explosión, el impacto de un objeto muy grande, entre otros.

202.2 Estado Límite de Fatiga (ELF): El Estado Límite que considera los efectos acumulados de cargas repetidas, si se excede se tiene peligro de falla por fatiga del elemento, componente o sistema estructural.

202.3 Estado Límite de Servicio (ELS): El Estado Límite que corresponde a condiciones que no se espera exceder durante el funcionamiento normal de las instalaciones; si se excede pone en peligro la capacidad de servicio del elemento, componente o sistema estructural.

202.4 Estado Límite Ultimo (ELU): El Estado Límite que corresponde a la capacidad última de un elemento, componente o sistema estructural; si se excede pone en peligro la integridad de dicho elemento, componente o sistema estructural.

202.5 Estructura Fija por Gravedad (EFG): Las estructuras huecas construidas de concreto predominantemente, que se apoyan sobre el fondo del mar y quedan fijas en su posición por su propio peso. Los tanques de almacenamiento de GNL pueden ubicarse dentro de la estructura y/o en la parte superior de la misma sobre una plataforma arriba del nivel del agua.

202.6 Sismo de Operación Base (SOB): El movimiento de suelo considerado como un caso de operación normal, con ELU y ELS normales. Los esfuerzos de los elementos estructurales deben mantenerse dentro del límite elástico.

202.7 Sismo de Paro Seguro (SPS): El movimiento de suelo considerado como una condición accidental mientras que no se alcance la destrucción de la EFG y pérdida progresiva de la contención del GNL.

202.8 Terminal de almacenamiento de GNL mar adentro o costa afuera: El sistema compuesto por instalaciones y equipos instalados en una Estructura Fija por Gravedad sobre el fondo del mar, aptos para recibir Gas Natural Licuado de buques, conducirlo a los tanques de almacenamiento y vaporizarlo para entregar gas natural a un sistema de transporte por ductos submarinos hasta la costa.

203 Diseño**203.1 Factores ambientales**

203.1.1 Condiciones Ambientales de Diseño (CAD). La terminal de almacenamiento de GNL se debe diseñar para resistir, sin poner en riesgo su integridad, las condiciones ambientales específicas del lugar que se denominan Condiciones Ambientales de Diseño (CAD). Para establecer la magnitud de estas CAD se debe utilizar un intervalo de reincidencia mínimo de 100 años para eventos naturales, excepto en aquellos lugares donde el uso de un intervalo de reincidencia menor produzca efectos de carga de una magnitud mayor.

203.1.2 Condiciones Ambientales de Operación (CAO). La terminal de almacenamiento de GNL se debe diseñar para evitar que las condiciones ambientales específicas del lugar que se denominan Condiciones Ambientales de Operación, puedan poner en riesgo la seguridad de alguna operación o función.

Las operaciones que se deben considerar son, entre otras, la transportación e instalación de la EFG, las operaciones posteriores a la instalación y arranque de la terminal de almacenamiento de GNL, tales como el atraque y amarre de los buques de GNL y de abastecimiento, así como la transferencia de GNL, de carga y de personal.

203.1.3 Factores ambientales que se deben considerar. Para determinar las CAD y la CAO de la terminal de almacenamiento de GNL, se deben investigar, entre otros, los factores ambientales del lugar de instalación siguientes:

- a) Oleaje
- b) Viento
- c) Corrientes marinas
- d) Mareas y tormentas
- e) Gradientes de temperatura del aire y del mar
- f) Hielo y nieve, en su caso
- g) Crecimiento marino vegetal y animal
- h) Sismicidad
- i) Icebergs y hielo marino, en su caso.

La investigación requerida sobre las condiciones del fondo de mar y del suelo se describe más adelante en este capítulo.

203.2 Análisis de riesgos

203.2.1 Se debe llevar a cabo un análisis de riesgos para las instalaciones de la terminal de almacenamiento de GNL costa afuera utilizando la metodología descrita en el capítulo 106 de esta NOM.

203.2.2 En el diseño deben considerarse los aspectos de las terminales costa afuera que debido a la limitación de espacio de las estructuras y al ambiente físico marino afectan la seguridad del personal. El área de alojamiento del personal de la terminal, oficinas y salas de control requieren condiciones especiales de diseño. Además del análisis de riesgos considerado típico para las terminales de almacenamiento de GNL en el litoral, en terminales costa afuera se deben determinar los efectos de una fuga de gas no controlada sobre el personal, incluyendo el caso de incendio y explosión, así como el diseño de medios de escape y rescate del personal y la respuesta de emergencia en tal caso.

203.3 Evaluación de riesgos

203.3.1 Se deben identificar los peligros y la sucesión de eventos que se pueden desencadenar, así como los efectos de éstos en la terminal de almacenamiento de GNL o en secciones de la misma. Dichos efectos se deben considerar en la evaluación de los beneficios que se obtienen de las opciones de control de riesgos existentes o potenciales.

203.3.2 El diseño de las terminales de almacenamiento de GNL debe minimizar el riesgo de un derrame de GNL en el océano e incorporar las opciones de control de riesgos que sea necesario implementar como medidas de prevención y mitigación.

203.3.3 El objetivo de la evaluación de riesgos es evitar que la terminal de almacenamiento de GNL tenga riesgos inaceptables y determinar los efectos en la misma y el gasoducto originados por los eventos siguientes:

a) Daños a la estructura ocasionados por condiciones ambientales extremas, impacto o colisión de buques y embarcaciones sobre la construcción, caída de objetos, colisión de un helicóptero, exposición a temperaturas criogénicas, exposición a temperaturas altas por radiación térmica.

b) Incendio y explosión.

c) Fuga de GNL del contenedor primario del tanque debida a defectos en los materiales y/o en la construcción y otros tipos de daños a la estructura, durante un tiempo determinado en el plan de contingencia.

d) Contaminación ocasionada por fuga del GNL

e) Fuga de gas inflamable o tóxico a la atmósfera o dentro de un espacio cerrado

f) Pérdida de la estabilidad termodinámica dentro de un tanque debida a la estratificación del GNL

g) Pérdida de algún componente del sistema de la estación de fondeo, amarre y protección del buque

h) Pérdida de capacidad para descargar GNL o para entregar gas natural en la costa

i) Pérdida de cualquier componente crítico en el sistema de proceso

j) Pérdida de potencia eléctrica

204 Metodología de diseño para terminales de almacenamiento de GNL costa afuera.

204.1 Estados Límite las instalaciones relativas a la plataforma de concreto y la EFG se deben diseñar utilizando el procedimiento de estados límite de los que se deben determinar los siguientes:

204.2 Estados Límite por cargas inducidas por condiciones océano-meteorológicas.

Se deben determinar las condiciones océano-meteorológicas para el sitio de ubicación de la terminal, incluyendo, entre otras, viento, oleaje, corrientes, precipitación pluvial y temperatura, para determinar las cargas inducidas y clasificarlas en los estados límite que se describen a continuación:

204.2.1 ELU: Las cargas inducidas por condiciones océano-meteorológicas extremas, que ocurren con un periodo de reincidencia de 100 años. Se considera que no es factible la operación normal completa de la terminal durante o inmediatamente después de este estado. Cuando las diversas condiciones océano-meteorológicas no están correlacionadas, pero se dispone de información adecuada, se pueden utilizar los métodos de probabilidad conjunta de ocurrencia de eventos extremos para calcular las cargas de 100 años.

204.2.2 ELS: Las condiciones que ocurren durante la operación normal de la terminal. Se considera que es factible la operación normal completa de la terminal en este estado. Se puede considerar la probabilidad conjunta de ocurrencia de oleaje, corrientes y viento si se cuenta con información de probabilidad conjunta de varios eventos.

204.2.3 ELF: Constituye la descripción de la carga ambiental a largo plazo que experimentará la terminal durante la vida de las instalaciones.

204.2.4 Condiciones océano-meteorológicas que se deben determinar. Las siguientes condiciones océano-meteorológicas se deben determinar para clasificarlas en los Estados Límite que se deben aplicar para el diseño de la terminal de almacenamiento de GNL.

a) Condiciones océano-meteorológicas extremas, las cuales se requieren para desarrollar cargas ambientales que definen situaciones de diseño críticas con el objeto de llevar a cabo la verificación del diseño para el ELU.

b) Las distribuciones a largo plazo de las condiciones océano-meteorológicas en forma de estadísticas condicionales acumulativas o estadísticas marginales. Estas condiciones se utilizan para definir pruebas de diseño para el ELF o para evaluar el tiempo de inactividad, viabilidad y funcionamiento de la estructura o de los componentes asociados del equipo durante un periodo determinado.

c) Condiciones océano-meteorológicas normales, las cuales se requieren para verificar el ELS y desarrollar cargas ocasionadas por las condiciones ambientales en las que se realizan funciones específicas.

204.2.5 Parámetros para determinar las cargas de diseño. Las condiciones de oleaje y corrientes marinas que deben considerarse para un diseño específico se podrán determinar mediante:

a) Distribuciones estadísticas a lo largo de muchos años de los parámetros oceanográficos que describen el oleaje y corrientes marinas en la región donde se localiza el sitio propuesto para la terminal. Cuando se cuenta con datos adecuados, las distribuciones estadísticas deben reflejar la ocurrencia conjunta de los parámetros oceanográficos. Alternativamente, las distribuciones pueden ser marginales que consideren parámetros separados.

b) Descripción de corto plazo de una o varias condiciones diferentes del mar de diseño, en forma conjunta con una o más corrientes marinas de diseño. Las condiciones del mar usadas como criterio de diseño pueden ser descritas mediante un espectro apropiado que incluya la dirección de propagación del parámetro bajo estudio, por ejemplo, oleaje o corrientes marinas, si es requerido. Una corriente de diseño puede especificarse por medio de un perfil de la magnitud y la dirección de la corriente a través de la profundidad del mar.

c) Una o más olas individuales que pueden especificarse conjuntamente con las corrientes de diseño mediante una teoría de olas apropiada usando los parámetros de altura y periodo de los cuales se puede derivar la cinética del oleaje.

d) Los efectos del suelo y la topografía del lecho marino y la protección que proporcionan, así como otras condiciones meteorológicas que sean relevantes, incluyendo el viento y el hielo, entre otras.

204.3 Diseño sísmico

La terminal de almacenamiento de GNL y sus componentes deben diseñarse de conformidad con un análisis sísmico específico del sitio propuesto para la ubicación de la terminal que sea congruente con el potencial sísmico del sitio.

204.3.1 El diseño sísmico se debe realizar de conformidad con la metodología especificada en el inciso 109.3 de la Parte 1 de esta NOM.

204.3.2 El diseño de las instalaciones, tanques de GNL y demás componentes debe incorporar un análisis dinámico que incluya efectos de rigidez relativa, niveles de fluidos, interacción entre construcción y suelo y demás elementos con masa y rigidez relevantes. Los métodos de análisis lineal espectral y métodos temporales/históricos no lineales adecuados para instalaciones de terminales de almacenamiento de GNL costa afuera deben apegarse a las Normas Aplicables.

204.3.3 El análisis dinámico temporal/histórico debe utilizar no menos de 4 conjuntos de la serie de tres componentes para considerar la aleatoriedad en el movimiento sísmico. Se deben seleccionar registros temporales/históricos de sismos en los que domine el sismo SPS; para lo anterior, se requiere comprobar que los valores de magnitud y de frecuencia del movimiento sísmico considerado corresponden con el espectro de un sismo SPS.

204.4 Combinaciones de carga, factores de carga y resistencia

Las combinaciones de carga y los factores de carga y resistencia de diseño estructural deben ser congruentes con las Normas Aplicables para asegurar que los factores de carga y resistencia incorporan márgenes de seguridad apropiados para cada estado límite definido.

205 Estructuras Fijas por Gravedad sobre el fondo del mar (EFG)

205.1 Las terminales de almacenamiento de GNL costa afuera están instaladas en estructuras huecas construidas de concreto predominantemente que se apoyan sobre el fondo del mar y quedan fijas en su posición por su propio peso. Los tanques de almacenamiento de GNL pueden ubicarse dentro de la estructura y/o en la parte superior de la misma sobre una plataforma arriba del nivel del agua. La Estructura Fija por Gravedad sobre el Fondo del mar (EFG) debe diseñarse y construirse de acuerdo con esta NOM, y en lo no previsto por ella, debe cumplir con las Normas Aplicables.

205.1.1 La EFG debe estar diseñada para resistir las cargas inducidas por las condiciones océano-meteorológicas de la región. En su diseño deben considerarse los puntos siguientes:

a) Debe construirse un rompeolas si fuera necesario para permitir que los buques atraquen la mayor parte del tiempo en condiciones seguras de acuerdo con las Normas Aplicables, salvo cuando las condiciones océano-meteorológicas sean excepcionalmente severas.

b) El rompeolas debe estar orientado de manera que proteja la zona de atraque en las condiciones de mar y viento más probables en el área.

c) Se debe presentar un estudio detallado de las condiciones de oleaje extremas en el punto de atraque incluyendo cálculos e informes de pruebas de modelos con el objeto de justificar, mediante estadísticas, las condiciones de oleaje extremas de la región.

d) La zona de atraque debe estar ubicada en la zona más protegida del sitio de acuerdo con las estadísticas de la región y la orientación de la estructura.

e) Si resulta necesario, se deben instalar protecciones adicionales para que la EFG constituya un punto de atraque seguro.

f) La zona de atraque debe estar diseñada fundamentalmente como un muelle en puerto para recibir buques de GNL de las capacidades especificadas en el proyecto.

g) Las operaciones de descarga de abastecimientos a la terminal de almacenamiento de GNL, así como la transferencia de personal debe efectuarse por un acceso separado del acceso usado para las operaciones de transferencia de GNL, ubicado fuera de las áreas peligrosas y a una distancia mínima de 30 m del cabezal de recepción, pero dentro de la zona protegida. Se permite cargar combustible al buque durante la transferencia de GNL, si la carga se efectúa mediante tubería y mangueras separadas y los movimientos del buque no hacen que la transferencia de combustible sea peligrosa.

h) La altura de la plataforma sobre el nivel máximo del mar deberá ser suficiente para proteger a las instalaciones del efecto del oleaje de acuerdo con lo especificado en esta NOM.

205.2 Análisis estructural de la EFG y del Cimiento en el Fondo del Mar (CFM)

205.2.1 La vida útil de una EFG comprende las etapas siguientes:

- a)** Construcción;
- b)** Transporte;
- c)** Instalación;
- d)** Puesta en servicio, operación y mantenimiento, y
- e)** Conclusión de operación y remoción.

205.2.2 Las EFG se deben diseñar con base en las cargas previstas durante su vida útil, entre ellas, sin limitarse, las siguientes:

- a)** Presión hidrostática,
- b)** Cargas sísmicas
- c)** La amplificación dinámica de las cargas durante el transporte y colocación.
- d)** Cargas debidas a factores ambientales.

1. Para determinar las cargas y fuerzas de diseño sobre la EFG se deben utilizar las condiciones ambientales de diseño como se definen en la sección 203 de esta NOM para determinar cargas de oleaje y corrientes marinas.
2. En la evaluación de cargas se debe considerar la difracción de las olas originada por los componentes de la estructura de diámetros grandes y cualquier característica topográfica adyacente del fondo del mar.

205.2.3 Análisis de elementos finitos. Por lo general, se requiere analizar la EFG independientemente de los tanques de GNL y otros componentes estructurales mayores, utilizando modelos computacionales de elementos finitos y otros métodos analíticos, en los cuales se deben considerar las cargas relevantes.

a) La complejidad de los modelos matemáticos que definen el comportamiento de la estructura y los tipos de elementos de cómputo asociados que se utilicen, deben ser lo suficientemente representativos de las partes principales de la EFG para poder obtener una distribución de esfuerzos precisa.

b) En caso necesario, se debe hacer una división fina de la estructura local o una combinación de modelos analíticos globales y locales, particularmente cuando el modelo global no incluye totalmente los efectos de carga y no contiene suficientes detalles, para determinar una respuesta al nivel requerido.

c) En la evaluación estructural analítica-matemática se deben considerar los efectos de condición de frontera.

d) Se debe prestar especial atención en la evaluación estructural de interfaces críticas y cambios abruptos de sección.

e) Se deben usar cargas adecuadas y factores de materiales congruentes con el diseño de concreto de conformidad con las Normas Aplicables.

205.2.4 Cimiento en el Fondo del Mar (CFM). Su función es proporcionar un apoyo horizontal, uniforme, firme y con la penetración adecuada para que la Estructura de concreto quede Fija por Gravedad al fondo del mar; asimismo, permite determinar el hundimiento de dicha estructura al transcurrir el tiempo.

a) En el análisis de seguridad del CFM se deben usar las cargas definidas en el párrafo (g) a continuación y las que actúen sobre el CFM durante la colocación de la EFG. Se deben evaluar los desplazamientos del CFM para asegurar que no se excedan los límites y se perjudique el funcionamiento y seguridad de la EFG. Para evaluar los resultados de los análisis que se requieren en los párrafos siguientes, la EFG y el CFM deben considerarse como un sistema interactivo.

b) Efectos de cargas cíclicas. Se debe tomar en cuenta la influencia de cargas cíclicas sobre las propiedades físicas del suelo mediante la evaluación del diseño del CFM, así como la reducción posible de la resistencia del suelo que resulte de las condiciones siguientes:

1. Efectos a corto plazo y durante la fase inicial de consolidación de la tormenta base de diseño.
2. Efectos acumulados a largo plazo de varios tipos de tormentas, incluyendo la tormenta base de diseño.
3. Efectos debidos a cargas reincidentes en zonas sísmicas activas.
4. Otros efectos posibles sobre el suelo ocasionados por cargas cíclicas, tales como cambios en características deflexión-carga, licuefacción potencial y pendiente estable del suelo.

c) Socavación. En aquellos sitios donde se prevea que ocurra socavación, se debe proporcionar protección adecuada lo más pronto posible después de la colocación de la EFG, o se debe considerar en el diseño la profundidad y extensión lateral de la socavación prevista durante la etapa de investigación del sitio.

d) Deflexiones y rotaciones. Se deben establecer límites tolerables de deflexiones y rotaciones de acuerdo con el tipo y función de la EFG y de los efectos de esos movimientos sobre los elementos estructurales que interactúan con la EFG. En el diseño se deben considerar los valores máximos permisibles de movimientos estructurales, los cuales están limitados por efectos interactivos y por la estabilidad estructural general.

e) Resistencia del suelo. La resistencia máxima y la estabilidad del suelo deben determinarse mediante resultados de pruebas realizadas de acuerdo con alguno de los métodos siguientes:

1. El método de esfuerzo total utiliza el esfuerzo cortante del suelo obtenido mediante pruebas sencillas. Este procedimiento no considera los cambios de presión del agua en los poros del suelo debidos a la variación de carga y de las condiciones de drenaje en el sitio.
2. El método de esfuerzo efectivo utiliza la resistencia del suelo y presión del agua efectivos en los poros, mismos que son determinados mediante pruebas en el sitio.

f) Consideraciones dinámicas y de impacto. Para condiciones de cargas dinámicas y de impacto, debe darse un tratamiento real y compatible con los efectos interactivos entre el CFM y la EFG. Cuando se requiera de un análisis, éste puede realizarse mediante un parámetro global, funciones de impedancia de los cimientos, o aproximaciones sucesivas incluyendo el uso de métodos computacionales de elementos finitos. Dichos modelos deben incluir condiciones de la amortiguación interna y radial proporcionada por el suelo y por los efectos de las capas del suelo. Los estudios de la respuesta dinámica de la EFG deben incluir, donde sea relevante, las características no lineales e inelásticas del suelo, las posibilidades de deterioro de la resistencia, el aumento o la disminución del amortiguamiento ocasionado por cargas cíclicas del suelo y la masa agregada de suelo sujeta a aceleración. Donde sea aplicable, debe incluirse en el análisis el efecto de estructuras cercanas.

g) Condiciones de carga. Se deben considerar las cargas que producen los peores efectos sobre el CFM durante y después de la colocación de la EFG. Se debe verificar que las cargas después de la colocación incluyan al menos, aquellas cargas relativas a las Condiciones Ambientales de Operación (CAO) y a Condiciones Ambientales de Diseño (CAD) combinadas de la manera siguiente:

1. Cargas ambientales de operación con cargas muertas y cargas vivas máximas de operación de la EFG.
2. Cargas ambientales de diseño con cargas muertas y cargas vivas normales de operación de la EFG.
3. Cargas ambientales de diseño con cargas muertas y cargas vivas mínimas de operación de la EFG.
4. En áreas de actividad sísmica potencial, el CFM se debe diseñar con resistencia suficiente para soportar cargas sísmicas previstas en el análisis sísmico correspondiente a que hace referencia en la sección 109.3 de esta NOM.

205.2.5 Cimiento Fijo por Gravedad (CFG). Este tipo de cimiento queda fijo en el fondo del mar por su propio peso y por el peso de la EFG.

a) Generalidades. Se debe investigar la estabilidad del CFG por fallas de apoyo y deslizamiento utilizando la resistencia al esfuerzo cortante del suelo determinado. Se deben considerar los efectos de estructuras adyacentes y la variación en las propiedades de suelo en dirección horizontal. También se debe considerar la inclinación de la EFG causada por asentamiento irregular y combinarse con la inclinación prevista de la EFG. Cualquier incremento de cargas causado por la inclinación de la EFG debe ser considerado en los requisitos de estabilidad del CFG del párrafo (b) a continuación.

1. Cuando el fondo del mar bajo el CFG experimenta disminución o aumento de presión, se deben establecer medios para prevenir que el agua fluya a través del suelo formando tubos (tubificación), causando inestabilidad

hidráulica que puede perjudicar la integridad del CFG. La influencia de la inestabilidad hidráulica y la inclinación de la EFG, en su caso, se debe determinar mediante las cargas ambientales de diseño aplicadas en los numerales 2 y 3 del párrafo 205.2.4 (g) de esta NOM.

2. Se deben calcular la consolidación inicial, el asentamiento secundario y el desplazamiento horizontal permanente del CFG.

b) Estabilidad. La capacidad de apoyo y la resistencia lateral del suelo bajo el CFG se deben calcular bajo la combinación de cargas más desfavorable. Debe considerarse la redistribución posible a largo plazo de las presiones de apoyo debajo de la losa de concreto de la base del CFG para asegurar que no se excedan las presiones máximas permisibles en el diseño del perímetro de dicha base, para lo cual debe observarse lo siguiente:

1. Se debe investigar la resistencia lateral del suelo bajo el CFG en planos de corte potencial, verificando en forma especial cualquier capa de suelo blando.
2. Los cálculos del momento de vuelco y de las fuerzas verticales causadas por el paso de una ola deben incluir la distribución vertical de la presión sobre la parte superior del CFG y a lo largo del lecho marino donde está apoyado.
3. Se debe analizar la capacidad del CFG para resistir una falla de apoyo en la parte profunda del suelo. Alternativamente, para los cálculos de la capacidad de apoyo del suelo pueden utilizarse métodos de deslizamiento de superficies que cubran un intervalo de superficies de ruptura profunda.
4. El esfuerzo cortante máximo permisible del suelo se determina dividiendo el esfuerzo cortante máximo entre el factor de seguridad mínimo que se describe a continuación.
 - i Cuando el esfuerzo cortante máximo es determinado por un método de esfuerzo efectivo, el factor de seguridad se aplicará a los términos que describen la cohesión y la fricción.
 - ii Si se utiliza un método de esfuerzo total, el factor de seguridad se aplica al esfuerzo cortante sin drenar.
 - iii Cuando se utiliza una formulación estándar de capacidad de apoyo y varios planos de prueba de falla por deslizamiento, el factor de seguridad mínimo es 2,0 para las condiciones de carga descritas en el numeral 1 del subinciso 205.2.4 g) de esta NOM; 1 y 1.5 para los casos de cargas descritas en los numerales 2 y 3 del subinciso 205.2.4 (g) de esta NOM.
 - iv Los factores de seguridad que se obtienen cuando se toma en cuenta el Sismo de Operación Base (SOB), deben considerarse en forma especial.
5. Cuando se presenten efectos adicionales por penetración de paredes o bordes que transfieran cargas verticales y laterales al suelo, se debe investigar como afectan éstos a la capacidad de apoyo y resistencia lateral.

c) Reacción del CFG sobre la EFG. Se debe determinar las reacciones sobre los componentes de la EFG que se apoyen o penetren en el CFG durante y después de la colocación. Estas reacciones se deben tomar en cuenta en el diseño de dichos componentes. La distribución de las reacciones del CFG debe basarse en los resultados de la investigación en el sitio. Los cálculos de las reacciones sirven para considerar cualquier desviación de la superficie plana, las características carga-deflexión del suelo y la geometría de la base de la EFG, tomando en cuenta lo siguiente:

1. El diseño tomará en cuenta los efectos de endurecimiento del suelo local, la falta de homogeneidad de las propiedades del suelo, la presencia de piedras y otras obstrucciones, cuando sea aplicable. Se debe considerar la posibilidad de presiones localizadas durante la colocación debidas al contacto irregular entre la base de la EFG y el CFG. Estas presiones se deben agregar a la presión hidrostática.
2. Se debe realizar un análisis de la resistencia a la penetración de los elementos de la EFG que deben penetrar el CFG. Se deben utilizar los valores más altos de resistencia del suelo en el cálculo de la penetración porque es esencial alcanzar la penetración de la EFG requerida. El sistema de lastre debe diseñarse para alcanzar la penetración de la EFG requerida.

205.3 Diseño del concreto

205.3.1 Los elementos de concreto deben diseñarse de acuerdo con las Normas Aplicables y deben tomar en cuenta los estudios específicos geotécnicos, océano-meteorológicos y sísmicos realizados en el sitio, así como los factores ambientales descritos en la sección 203.1 de esta NOM.

205.3.2 El diseño debe considerar todas las condiciones de la vida de la terminal de almacenamiento de GNL: construcción, transportación, instalación y operación hasta la conclusión de la operación y remoción.

La estructura debe resistir el evento extremo de diseño para todos los niveles de llenado del tanque de GNL, desde lleno hasta vacío. El evento extremo de diseño puede ser, por ejemplo, la condición ambiental más severa en un lapso de 100 años. Esta condición de diseño es considerada como un estado límite absoluto y los factores de carga y resistencia deben ser congruentes con las Normas Aplicables.

205.3.3 Si la EFG funciona como rompeolas, en su diseño se deben considerar las fuerzas de las olas cuando éstas suben por la EFG y cuando la sobrepasan. Para EFG de dimensiones largas, se deben tomar en cuenta los efectos de las olas oblicuas que causan flexión horizontal y torsión global de la EFG.

205.3.4 Se deben considerar las cargas sísmicas en el análisis de la interacción de la EFG con el CFM, incorporando las cargas producidas por el GNL almacenado. No se permite un deslizamiento entre la EFG y el CFM, excepto bajo condiciones de carga sísmica extrema y sólo si las conexiones a estructuras y tuberías asociadas pueden tolerar sin daños el deslizamiento previsto. A falta de otros requisitos, se recomienda que la EFG se diseñe tomando en cuenta las condiciones siguientes:

a) Sismo de Operación Base (SOB) será considerado como un caso de operación normal, con ELU y ELS normales. Los esfuerzos de los elementos estructurales deben mantenerse dentro del límite elástico.

b) Sismo de Paro Seguro (SPS) será considerado como una condición accidental mientras que no se alcance la destrucción de la EFG y pérdida progresiva de la contención del GNL.

205.3.5 Las paredes verticales de la EFG son dobles y tienen compartimentos para aire y para lastre y deben contar con medidas para prevenir daños a los tanques de almacenamiento de GNL, de forma que la deformación o perforación de la pared exterior por impacto de una embarcación no afecte a la pared interna de la EFG.

205.3.6 Las paredes internas de la EFG deben estar protegidas contra los efectos adversos de una fuga de GNL del contenedor primario o deben ser capaces de contener el GNL sin efectos adversos. Los efectos adversos pueden ser, entre otros, agrietamiento, deformaciones térmicas diferenciales o congelamiento del agua de lastre en los compartimientos.

205.4 Control de la corrosión

205.4.1 La EFG están sometidas a la acción corrosiva de diferentes ambientes, los cuales se dividen en las zonas de corrosión siguientes:

- a) Externas en la atmósfera
- b) De salpicadura
- c) Externas sumergidas
- d) Enterradas
- e) Internas en la atmósfera
- f) Intermedias
- g) Internas sumergidas

205.4.2 La zona de salpicadura es la parte externa de la EFG que se moja de manera intermitente con las mareas y el oleaje.

205.4.3 Las zonas intermedias incluyen tiros y cajones que se mojan de manera intermitente por agua de mar debido al oleaje, cambios de marea o cambios de nivel de agua de lastre. Las zonas atmosféricas y las zonas sumergidas externas e internas se extienden arriba y abajo de las zonas de salpicadura e intermedias, respectivamente.

205.4.4 La zona enterrada incluye partes de la EFG enterradas en el CFG, en los sedimentos del lecho marino o que están cubiertas por desechos sólidos externa o internamente.

205.4.5 La acción corrosiva en las zonas de corrosión varía en función de la ubicación geográfica y la temperatura es el principal parámetro ambiental en todas las zonas.

205.4.6 En las zonas externas en la atmósfera y las zonas de salpicadura e intermedias, la corrosión se debe principalmente al oxígeno atmosférico. En la zona externa sumergida y en la parte inferior de la zona de salpicadura, la corrosión es afectada principalmente por una capa relativamente gruesa de crecimientos de organismos marinos.

205.4.7 En la mayoría de las superficies externas expuestas en las zonas sumergidas y enterradas, y en las superficies internas de las tuberías para agua de mar y agua de lastre, la corrosión se debe principalmente a la Corrosión

Microbiológica (CM), debida a la actividad biológica de bacterias en la mayoría de los casos. Debe considerarse el riesgo de la presencia de ácido sulfhídrico gaseoso (H_2S) en los espacios internos de la EFG como resultado de la acción de Bacterias Reductoras de Sulfatos (BRS).

205.4.8 Para el control de la corrosión en el ambiente marino se utilizan los métodos básicos siguientes:

- a) Revestimientos y forros;
- b) Protección catódica;
- c) Materiales resistentes a la corrosión, y
- d) Espesor de pared adicional para corrosión.

205.4.9 La selección y diseño de los sistemas para control de la corrosión deben tomar en cuenta los factores principales siguientes:

- a) Requisitos de funcionamiento del componente protegido y su importancia para el sistema general;
- b) Tipo y severidad de la acción corrosiva del ambiente;
- c) Vida de diseño y probabilidad de extensión de vida del componente;

205.5 Construcción de la parte de concreto de la EFG

205.5.1 Documentación. Se debe contar con la Ingeniería Básica y de Diseño del Proyecto (IBDP) documentada para verificar que la ejecución de las obras de concreto cumpla con los requisitos establecidos en dicho documento.

205.5.2 Materiales. En la IBDP se deben establecer las Normas Aplicables para todos los materiales que se utilizarán en la fabricación del concreto, en el sistema de refuerzo y en el sistema de pretensado.

a) Para aprobar los materiales integrales del concreto y los de refuerzo se deben realizar pruebas de acuerdo con las Normas Aplicables especificadas en la IBDP.

b) Los materiales integrales del concreto estructural son cemento, agregados y agua, también puede incluir mezclas adicionales y aditivos para mejorar sus características. Los materiales integrales deben cumplir con los requisitos siguientes:

1. Ser adecuados para que el concreto alcance y conserve las propiedades requeridas.
2. No deben contener ingredientes nocivos en cantidades que puedan perjudicar la durabilidad del concreto o causar corrosión en el acero de refuerzo.
3. Cemento. Se debe usar cemento para el cual se haya comprobado su buen funcionamiento y durabilidad en entornos marinos y expuesto a hidrocarburos almacenados, en su caso. El cemento debe probarse en el lugar de uso para comprobar el cumplimiento con las especificaciones de la IBDP, considerando que:
 - i. El cemento debe contar con un certificado del fabricante con la identificación y peso del lote, tipo y grado, composición química y mineralógica así como los valores de prueba de las propiedades especificadas. El cemento debe identificarse y probarse de acuerdo con las Normas Aplicables.
 - ii. El contenido de aluminato tricálcico (C3A) no debe ser menor al 5% ni mayor al 10% a menos que se establezcan disposiciones adecuadas para mitigar los impactos de C3A.
4. Agua para mezclar. El agua para mezclar no debe contener elementos en cantidades que puedan perjudicar el fraguado, dureza y durabilidad del concreto o que puedan causar corrosión en el acero de refuerzo, de acuerdo a lo siguiente:
 - i No se debe utilizar agua que reduzca la resistencia del concreto a menos de 90% de la que se obtiene con agua destilada. Tampoco se debe utilizar agua que reduzca el tiempo de fraguado a menos de 45 minutos o que cambie el tiempo de fraguado en más de 30 minutos en comparación con el agua destilada.
 - ii No se debe utilizar agua salada, tal como agua de mar sin tratar, para mezclar o curar el concreto estructural.

- iii Se deben buscar fuentes de agua adecuada confiables para asegurar el suministro de la misma. Debe haber documentación disponible en el sitio de construcción indicando la calidad y aceptación del suministro del agua.
5. Agregados de peso normal. Los agregados para el concreto estructural deben tener suficiente resistencia y durabilidad y no deben ablandarse, ni deben ser excesivamente friables o expansibles; los agregados:
- i Deben ser resistentes a la descomposición cuando estén mojados. No deben reaccionar con los productos para la hidratación del cemento, y no deben afectar adversamente éste. No se deben usar agregados marinos al menos que éstos estén adecuada y completamente lavados para eliminar todos los cloruros.
 - ii Por lo general, los agregados de peso normal serán de sustancias minerales naturales. Deben ser triturados o no triturados con tamaños, grados y formas de partículas adecuados para la producción de concreto.
 - iii Las pruebas de los agregados deben realizarse en intervalos regulares tanto en la cantera o sitio de origen como en el sitio de construcción durante la producción del concreto. Se debe determinar la frecuencia de las pruebas de los agregados de acuerdo con las Normas Aplicables.
6. Agregados de peso ligero. Los agregados de peso ligero en las estructuras de soporte de carga deben hacerse de arcilla expandida, esquisto expandido, pizarra o ceniza pulverizada sinterizada de centrales eléctricas que funcionan con carbón, o de otros agregados con propiedades correspondientes documentadas. Los agregados de peso ligero deben tener propiedades uniformes de resistencia, rigidez, densidad, grado de incineración, graduación, entre otros. La densidad seca no debe variar más de 7,5 %.
7. Mezclas adicionales. Las mezclas adicionales deben cumplir con los requisitos de las Normas Aplicables; no deben contener impurezas dañinas en cantidades que puedan perjudicar la durabilidad del concreto o del refuerzo. Las mezclas adicionales deben ser compatibles con los demás ingredientes del concreto. Por lo general, el contenido de humo de sílice usado como mezcla adicional no debe exceder 10% del peso de la escoria de cemento Portland. Cuando se utilizan cenizas finas, escoria y otra puzolana como mezclas adicionales, normalmente su contenido no debe exceder 35% del peso total del cemento y las mezclas adicionales. Cuando se utiliza cemento Portland combinado solamente con escoria molida y granulada de alto horno, se podrá incrementar el contenido de escoria de cemento. Sin embargo, el contenido de escoria no debe ser menor al 30% del peso total del cemento y escoria.
8. Aditivos. Los aditivos deben probarse con la mezcla de cemento y mezclas adicionales que se utilizarán bajo las condiciones del sitio para verificar que dichos aditivos producen los efectos deseados, sin perjudicar las otras propiedades del concreto. Se pueden agregar aditivos retenedores de aire para mejorar la resistencia a la escarcha o para reducir la tendencia de filtración, segregación o agrietamiento del concreto endurecido. Se deben evaluar los riesgos derivados de una sobredosis de aditivos y elaborar un informe de prueba para documentar dicha evaluación. Este informe formará parte de la documentación de diseño del concreto. La amplitud de las pruebas de los aditivos debe cumplir con los requisitos de las Normas Aplicables.
9. Debe investigarse el contenido alcalino del cemento y del agregado para asegurar que se eviten las reacciones de agregados alcalinos.
10. Deben determinarse las propiedades térmicas de los constituyentes donde el concreto esté expuesto a temperaturas extremas. Debe darse la tolerancia adecuada por los gradientes térmicos que puedan presentarse en los materiales y por cualquier deformación térmica consecuente.
11. Si concretos de diferente composición tienen una interfase dentro de la estructura, el análisis debe considerar las diferencias en propiedades térmicas y otras. Deben realizarse análisis apropiados de flujos térmicos para investigar las estructuras que están sujetas a diferencias importantes en temperatura para determinar la temperatura de las diferentes partes y considerarlas en el análisis estructural.
- 205.5.3 Concreto.** Se deben especificar las propiedades requeridas del concreto fresco y endurecido, las cuales deben ser verificadas de conformidad con las Normas Aplicables.
- a) Los materiales integrales y la composición del concreto deben seleccionarse para cumplir con los requisitos especificados del concreto fresco y endurecido, tales como consistencia, densidad, resistencia, durabilidad y protección contra la corrosión del acero embebido de acuerdo con las Normas Aplicables. Los requisitos del concreto fresco deben asegurar que pueda ser trabajado adecuadamente en todas las etapas de su fabricación, transportación, colocación y compactación de acuerdo con los métodos de trabajo que se apliquen.

b) Siempre se debe especificar la resistencia a la compresión; las propiedades que pueden causar agrietamiento del concreto estructural, tales como escurrimiento plástico, contracción, liberación de calor por hidratación y expansión térmica. La durabilidad del concreto estructural está relacionada con la permeabilidad, absorción, difusión y resistencia contra ataques físicos y químicos en un entorno determinado; por lo general, se requiere de una proporción baja agua/cemento para obtener la durabilidad adecuada. El concreto normalmente debe tener una proporción agua/cemento no mayor a 0,45. En la zona de salpicadura, esta proporción no debe ser mayor a 0,40.

c) El concreto sujeto a congelación y descongelación debe tener resistencia adecuada a la escarcha, la cual debe ser demostrada aplicando métodos de prueba apropiados. Cuando se utilice aire retenido, este requisito se considera cumplido si el contenido de aire en el concreto fresco hecho con agregados naturales, en el molde, es al menos de 3% para un tamaño de partícula máximo de 40 mm, o al menos de 5% para un tamaño máximo de partícula de 20 mm. Las burbujas de aire retenido deben estar distribuidas de manera uniforme.

d) Debe calificarse por medio de una prueba adecuada de bajas temperaturas al concreto que esté sujeto potencialmente a fríos extremos por el contacto con GNL para demostrar que el concreto saturado no se degradará o agrietará cuando estén expuestos a esas condiciones (-160°C). Deben considerarse como adecuados para el propósito a cubos de concreto saturados de agua que superen tres ciclos de refrigeración por inmersión en GNL (o nitrógeno líquido) y con retorno a temperatura sin agrietamiento o daños, dado que estén libres de grietas y que la fuerza de compresión sea igual al 90% de los cubos de control del mismo lote no refrigerados.

e) El contenido total de ion cloruro en el concreto no excederá 0,10% del peso del cemento para concreto reforzado ordinario y para concreto con acero pretensado.

f) En la zona de salpicadura, el contenido de cemento no debe ser menor de 400 kg/m³. Para concreto reforzado o pretensado que no se encuentre dentro de la zona de salpicadura, el contenido mínimo de cemento dependerá del tamaño máximo del agregado, como se describe a continuación:

1. Hasta 20 mm de agregado, requiere de un contenido mínimo de cemento de 360 kg/m³.
2. De 20 mm hasta 40 mm de agregado, requiere de un contenido mínimo de cemento de 320 kg/m³.

g) Para concreto expuesto al agua de mar, la resistencia característica a la compresión de cilindro a 28 días no debe ser menor de 40 MPa. Cuando se usan agregados ligeros con estructura porosa, el valor medio de la densidad horneada a 105 °C para dos muestras de concreto después de 28 días no desviará más de 50 kg/m³ y cualquier valor individual no desviará más de 75 kg/m³ del valor requerido. El valor medio de la producción entera debe encontrarse dentro de +20 kg/m³ a 50 kg/m³.

h) Si la absorción de agua del concreto en la construcción final es relevante, esta propiedad debe determinarse mediante pruebas bajo condiciones que corresponden a las condiciones que será expuesto el concreto.

205.5.4 Acero de refuerzo. Por lo general se aplican varillas de acero corrugadas laminadas en caliente de calidad soldable y con alta ductilidad, las cuales deben cumplir con las Normas Aplicables. Cuando se requieren características especiales de resistencia contra sismos, en la IBDP se deben especificar las Normas Aplicables que debe cumplir el acero de refuerzo.

a) Las propiedades de fatiga y las curvas esfuerzo-número de aplicaciones (SN) deben cumplir con las Normas Aplicables.

b) Se deben identificar todos los lotes de acero de refuerzo que se reciban para usar en la terminal de almacenamiento de GNL, los cuales deben contar con una constancia del fabricante de cumplimiento con las Normas Aplicables.

c) Se puede aplicar acero de refuerzo galvanizado donde se tengan los medios para garantizar que no ocurrirá ninguna reacción con el cemento que perjudique la adherencia del refuerzo galvanizado.

d) Se podrá utilizar acero inoxidable siempre y cuando se cumplan con los requisitos de las propiedades mecánicas del acero de refuerzo ordinario.

e) La aplicación del acero de refuerzo para construcciones de GNL debe cumplir con la IBDP.

205.5.5 Acero pretensado. El acero pretensado como producto debe cumplir con la Normas Aplicables.

a) Se deben identificar todos los lotes de acero pretensado que se reciban para usar en la terminal, los cuales deben contar con una constancia del fabricante de cumplimiento con las Normas Aplicables.

b) Tendones, tales como alambres, cables, cordones y barras, dispositivos de anclaje, empalmes, tubos y camisas son partes del sistema pretensado descrito en la especificación del proyecto. Todas las partes deben ser compatibles y claramente identificadas. Los sistemas pretensados deben cumplir con los requisitos de las especificaciones de diseño.

c) Por lo general, las camisas para tendones postensados deben ser de tipo rígido o semirrígido, herméticas al agua y con rigidez adecuada para prevenir daños y deformaciones. Los tubos deben ser de acero al menos que se especifiquen otros tipos por diseño.

d) Se deben identificar todos los componentes del sistema pretensado que se reciban para usar en la terminal, los cuales deben contar con una constancia del fabricante de cumplimiento con las Normas Aplicables.

e) Debe usarse acero pretensado para aplicaciones de GNL de acuerdo a las Normas Aplicables y debe estar calificado para el servicio a bajas temperaturas hasta una temperatura 20°C menor a la temperatura más baja pronosticada como resultado de un accidente o de otra condición de diseño.

205.5.6 El armazón u obra falsa para formar y soportar la cimbra o moldes para colar el concreto deben cumplir con la IBDP y las Normas Aplicables.

205.5.7 Manejo del acero de refuerzo. La superficie del acero de refuerzo debe estar libre de herrumbre suelta, sustancias u otros defectos superficiales que perjudiquen la adherencia con el concreto.

a) El acero de refuerzo se cortará y doblará conforme con las Normas Aplicables. Estos trabajos deben cumplir al menos con los requisitos siguientes:

1 Se debe doblar a una velocidad uniforme.

2 El doblado del acero de refuerzo a una temperatura por debajo de 0°C se debe realizar únicamente de acuerdo con los procedimientos preparados para el sitio específico de construcción, mismos que deben cumplir con las Normas Aplicables.

3 No está permitido doblar aplicando un tratamiento térmico a menos que se permita explícitamente por la IBDP.

b) Ensamble y colocación del acero de refuerzo. El acero de refuerzo debe colocarse y fijarse dentro de las tolerancias de diseño y de acuerdo con las Normas Aplicables.

1. La cimbra o molde para vaciar el concreto que cubrirá al acero de refuerzo se mantendrá en posición mediante una armazón u obra falsa con soportes y separadores adecuados. La cubierta mínima no debe ser menor que aquella apropiada para estructuras de retención de agua de mar. En ambiente corrosivo, los separadores en contacto con la superficie de concreto deben ser fabricados de concreto de la misma calidad, al menos, que la construcción.

2. En las áreas donde el acero de refuerzo obstaculice el flujo del concreto se deben tomar medidas para asegurar que el concreto puede fluir y llenar todos los huecos sin segregación y que pueda ser compactado adecuadamente.

205.5.8 Pretensado y postensado. Los componentes de un ensamble o de un sistema entero pretensado, tales como acero pretensado, tubos, camisas, dispositivos de anclaje, empalmes, así como tendones de fábrica y tendones fabricados en el sitio, deben ser nuevos y no deben estar dañados, deteriorados o degradados. Deben reemplazarse los materiales que han sido dañados o corroídos. Se deben evitar condiciones perjudiciales, tales como corrosión, enroscamiento de componentes de tensión y/o camisas.

205.5.9 Colado del concreto. Se deben especificar y aplicar procedimientos documentados para la preparación y realización del colado del concreto, su distribución y compactación, curado y protección del concreto endurecido, trabajos posteriores al colado, terminado y reparación para asegurar que el concreto cumpla con las condiciones de diseño.

205.6 Programa de inspecciones periódicas de la EFG

a) Se debe establecer un programa de inspecciones periódicas en el que se consideren los aspectos de seguridad, consecuencias ambientales y los costos del ciclo de vida de la EFG.

b) El objetivo general de este programa es vigilar que la EFG conserve las condiciones adecuadas para el propósito proyectado a lo largo de su vida.

c) Se debe prestar especial atención a los mecanismos de deterioro de los componentes materiales y estructurales relevantes: los efectos dependientes del tiempo, ataques mecánicos y químicos, corrosión, cargas, condiciones del fondo

del mar, estabilidad, protección contra socavación y daños por accidentes. Los resultados de las inspecciones periódicas de las condiciones de la terminal de almacenamiento de GNL deben aplicarse para determinar los programas de mantenimiento y reparación.

205.7 Operación marina para la transportación, colocación y remoción de la EFG

205.7.1 La operación marina para transportar la EFG desde el dique donde se construyó hasta su remoción al finalizar su vida útil comprende las etapas siguientes:

- a) Levantamiento en el dique de construcción
- b) Remolque para sacarla del dique seco
- c) Flotación de la construcción
- d) Remolque en el litoral
- e) Remolque mar adentro
- f) Colocación en el sitio de instalación
- g) Remoción al finalizar su tiempo de operación

205.7.2 Las operaciones marinas deben abarcar tanto el diseño de componentes, sistemas y medios requeridos para llevar a cabo dichas operaciones, como el desarrollo de métodos y procedimientos para realizarlas con seguridad. Se debe cerciorar que todo el equipo funcionará y que se llevarán a cabo todas las actividades con seguridad.

205.7.3 Se debe determinar la dinámica de los movimientos desde la puesta a flote, remolque y colocación de la EFG para definir con precisión las aceleraciones y los ángulos de inclinación de la EFG cuando está sin daño alguno. Asimismo, se deben prever los daños con mayor probabilidad de ocurrencia, para evaluar sus efectos en dicha dinámica y tomarlos en cuenta para el diseño de la plataforma, la subestructura y sus conexiones.

205.7.4 Espacio libre y ruta de remolque

a) Para remolcar la EFG fuera del dique seco el espacio libre bajo la quilla de la EFG no debe ser menor de 0,5 m, una vez que se hayan aplicado las correcciones relativas a los efectos previstos de las deformaciones de la EFG, aplicación de la fuerza para remolcarla, el hundimiento de la parte posterior al remolcarla, inclinación por viento y variación de la densidad de agua de mar.

b) El espacio libre mínimo bajo la quilla de la EFG para su fondeo justo afuera del dique o en un puerto protegido o para remolcarla de tierra al mar, no debe ser menor de 1,5 m y para remolcarla mar adentro no debe ser menor de 5 m, una vez considerados los efectos debidos al cabeceo y balanceo, movimiento vertical, tolerancia sobre batimetría, además de los efectos de las deformaciones de la EFG, aplicación de fuerza para remolcarla, hundimiento de la parte posterior al remolcarla, inclinación por viento y variación de la densidad del agua de mar.

c) Cuando la posición de la EFG durante el remolque al mar es controlada por cabrestantes, el ancho mínimo del canal debe ser 1,2 veces el ancho máximo de la EFG o el espacio libre lateral mínimo debe ser de 10 m en cada lado de la EFG, el que sea menor de los dos. Si la EFG es arrastrada por cabrestantes sobre defensas en un lado del canal, debe contar con espacio libre adecuado del lado opuesto.

d) Cuando la posición de la EFG durante el remolque de tierra al mar es controlada por remolcadores, el ancho mínimo del canal debe ser 1,5 veces mayor que el ancho máximo de la EFG. Se puede requerir un espacio libre adicional para la operación de los remolcadores.

e) Para remolcar la EFG en áreas fuera de un puerto protegido con condiciones mínimas de corriente y viento, el ancho mínimo del canal debe ser 2 veces el ancho máximo de la EFG para contar con espacio libre para bandazos, efectos de corrientes locales y mareas durante el viaje, incluyendo contingencias. El ancho mínimo del canal puede variar dependiendo de la configuración del remolque.

f) Se debe hacer una evaluación específica de cada ruta para remolcar una EFG hacia el mar, considerando las condiciones ambientales, la longitud del estrecho, cualquier cambio de curso dentro del estrecho, análisis de la sección transversal del estrecho con relación al área y forma de la EFG bajo el agua, así como la capacidad de los remolcadores para asegurar la integridad de la operación de la EFG.

205.7.5 Sistema de aire para flotación de la EFG. Las paredes verticales de la EFG son dobles y tienen compartimentos; algunos de estos compartimentos se llenan de aire y se utilizan para la flotación de la EFG, los cuales deben cumplir con los requisitos siguientes:

a) Soportar una presión interna de aire equivalente a 1,3 veces la carga de agua entre el borde de las paredes verticales y el nivel del agua.

b) Estar aislados para que una falla en cualquier parte del sistema no cause una pérdida de flotabilidad, fuera de los criterios aceptables de estabilidad, calado o francobordo.

c) Se debe comprobar que los compartimentos de la EFG no tienen fuga de aire antes de ponerla a flotar.

205.7.6 Sistema de lastre para controlar la estabilidad de la EFG. Algunos de los compartimentos de las paredes verticales de la EFG se llenan de lastre para controlar la estabilidad de la EFG.

a) Los compartimentos de lastre pueden ser de dos tipos:

1 Compartimentos permanentemente inundados para propósitos de la operación de la terminal de almacenamiento de GNL. No cuentan con equipo para tirar lastre, excepto un sistema de drenaje durante la construcción. En caso de remoción de la EFG, puede requerirse que se tire lastre de algunos de estos compartimentos.

2 Compartimentos que tienen lastre temporalmente para propósitos de las operaciones marinas. Algunos de éstos podrán volver a contener lastre de manera permanente para propósitos de operación de la terminal de almacenamiento de GNL.

205.7.7 Capacidad del sistema de lastre

a) La capacidad del sistema para cargar y tirar lastre debe ser tal que permita cumplir con los requisitos de las operaciones marinas requeridas por la EFG.

b) El diseño del sistema de lastre debe ser tal que la falla de cualquier válvula para abrir o cerrar, o la fractura de cualquier tubería no ocasione que la unidad se inunde cuando no se requiera, o no se pueda inundar la unidad cuando sea requerido.

c) Las válvulas con control remoto deben operarse mediante un sistema secundario manual. Cualquier sistema automático o controlado por radio debe contar con un sistema manual que prevalezca sobre el automático.

d) Todas las entradas internas y externas deben estar protegidas para prevenir daño por entrada de cables y escombros.

e) Cuando se requiera un conducto para suministrar servicios eléctricos y/o hidráulicos, debe proporcionarse la capacidad de respaldo adecuada y en los controles de válvulas críticas se deben incorporar sistemas a prueba de fallas.

205.7.8 Colocación de la EFG. Durante la colocación de la EFG en el sitio de la terminal de almacenamiento de GNL se deben cumplir las condiciones siguientes:

a) Profundidad del agua. La profundidad del agua alrededor del sitio de instalación, incluyendo todas las áreas de actividad temporal, debe ser establecida con exactitud.

b) Sistema de Monitoreo de Posición (SMP). Durante la colocación de la EFG deben utilizarse dos sistemas completamente independientes para monitorear la posición y orientación de la misma.

c) Sistemas de servicios. Los sistemas eléctricos de potencia, de bombeo, entre otros, se deben diseñar para tener la confiabilidad y la capacidad para asegurar que en todo momento se mantengan los criterios de control, tales como estabilidad y espacios libres, entre otros.

205.8 Penetración

205.8.1 Criterios. Para el diseño de las paredes verticales de la EFG se deben establecer los criterios de penetración en los cuales se debe tomar en cuenta lo siguiente:

a) Características geotécnicas del fondo del mar

b) El número y tamaño de los compartimentos en las paredes verticales

c) Carga en la parte inferior de las paredes verticales.

d) Inclinación de la EFG durante la penetración

e) Evacuación del agua de los compartimentos de las paredes verticales

f) Medición de la penetración de la EFG

g) Presión del agua sobre los compartimentos de las paredes verticales

205.8.2 Las operaciones marinas deben asegurar que la colocación de la EFG cumpla con las condiciones de diseño.

205.9 Operaciones marinas finales

205.9.1 Después de la colocación de la EFG se debe realizar una inspección con un Vehículo a Control Remoto (VCR) para verificar lo siguiente:

- a) Lechada de concreto que sea aceptable en el lado exterior de las paredes verticales
- b) Daños en los sistemas de ánodos, en su caso
- c) Daños en los ductos ascendentes y el gasoducto, en su caso
- d) Daños al concreto, en su caso, y
- e) Que los sistemas de uso temporal debajo de la superficie del mar estén fuera de servicio.

205.9.2 Protección contra la socavación.

a) Se debe colocar material resistente a la socavación alrededor de la periferia del CFG en agua poco profunda y/o donde se requiera tomar en cuenta las corrientes marinas en el fondo, entre otras, las ocasionadas por el oleaje.

b) En agua poco profunda o de profundidad media se deben considerar los efectos de la presión y la velocidad de las partículas contenidas o suspendidas en el agua. Si se prevé que habrá socavación o licuefacción del fondo del mar, se deben disponer de medidas necesarias para evitar o mitigar sus efectos.

206 Tanques de almacenamiento de GNL

206.1 Diseño

206.1.1 Los tanques de almacenamiento de GNL en las terminales costa afuera deben estar constituidos por un contenedor primario y un contenedor secundario separados por un sistema de aislamiento criogénico.

a) El contenedor primario es de metal y puede ser de alguno de los tipos siguientes:

1. Autosoportado

- i. Cilíndrico de conformidad con el numeral 109.1.1 b) 3. de esta NOM.
- ii. Tipo B, esférico o prismático, se diseña aplicando métodos analíticos y pruebas de modelos, así como prácticas internacionalmente reconocidas para buques.
- iii. Tipo D, rectangular, soportado sobre un aislamiento de apoyo y diseñado aplicando métodos analíticos y pruebas de modelos.

2. No autosoportado, tipo de membrana.

b) El contenedor secundario debe ser de concreto pretensado y puede estar constituido por las paredes y el fondo interiores de la EFG o puede ser independiente de la EFG y en ambos casos debe cumplir con las condiciones siguientes:

1. Ser una barrera de vapor de GNL durante operación normal, pero no está diseñado para contener GNL.
2. Ser capaz de controlar el líquido y el vapor de un derrame de GNL causado por falla del contenedor primario. Está permitida la liberación controlada de vapor durante el derrame.
3. Contar con un Sistema de Protección Térmica (SPT) contra la temperatura criogénica causada por el derrame de GNL del contenedor primario, ya que no es capaz de soportar las deformaciones producidas por estas temperaturas por ser una estructura rectangular de concreto. Esta protección consiste de un recubrimiento que protege contra las temperaturas criogénicas al piso y las paredes interiores de concreto del contenedor secundario hasta la altura máxima prevista que alcanzará el GNL.

206.1.2 El volumen de GNL que puede ser controlado en caso de falla del contenedor primario es determinado por la altura de recubrimiento de las paredes del contenedor secundario, y los tanques se clasifican en los tipos siguientes:

Tipo 1 Contención total. El contenedor secundario es capaz de controlar el contenido total del contenedor primario.

Tipo 2 Contención semitotal. El contenedor secundario es capaz de controlar sólo una parte del contenido del contenedor primario autosoportado. La altura máxima prevista que alcanzará el GNL se determina con base en una fuga de diseño del contenedor primario y la capacidad para desalojar GNL del contenedor secundario como se describe a continuación:

a) La fuga de diseño es la que produciría una grieta de 1 mm de ancho por 500 mm de largo, localizada en el fondo del tanque suponiendo que el GNL se mantiene a su nivel máximo de operación durante el tiempo que dura la fuga.

b) Se debe comprobar que el SPT permite controlar el volumen de GNL que se fuga durante el tiempo necesario para vaciar el tanque, considerando una o la combinación de varias de las formas de desalojar el GNL siguientes:

1. A otro tanque
2. A un buque
3. A través del sistema de envío de gas natural
4. Enviarlo al quemador

c) La altura mínima del SPT debe ser de 500 mm arriba del nivel más bajo de GNL dentro del tanque en que puede operar el sistema de bombeo para descargar GNL.

d) La selección de la forma para vaciar el tanque debe estar basada en la evaluación de los rubros siguientes:

1. Probabilidad de que los tanques adyacentes estén llenos
2. Disponibilidad de un buque en el mercado
3. Tiempo necesario para localizar y conseguir el buque apropiado
4. Capacidad de operación del sistema de envío de gas natural. Se debe suponer que está disponible un 50% de la capacidad de envío normal del sistema a menos que se demuestre otra cosa.
5. Disponibilidad del sistema aguas abajo para recibir el contenido del tanque

e) Debe haber un espacio libre entre los contenedores de este tipo de tanque para permitir la evaporación adecuada del GNL derramado, por lo que el aislamiento mediante perlita suelta no es adecuado y se requiere el uso de un sistema alternativo de aislamiento en este tipo de tanques.

f) En el espacio entre contenedores debe haber una atmósfera inerte y seca que debe ser controlada constantemente mediante detectores de gas y de humedad, sistemas para la extracción de gas y de humedad, así como para controlar la presión y vacío en este espacio.

g) Se debe considerar la evaporación de GNL en el espacio entre los dos contenedores del tanque. El sistema de condensación de la evaporación de GNL debe tener capacidad para condensar el vapor de la fuga adicionalmente a la evaporación de GNL normal en los tanques.

Tipo 3 Es aplicable solamente a los tanques tipo B que son diseñados de acuerdo con prácticas internacionalmente reconocidas para buques. El volumen del derrame de GNL que se debe controlar es determinado de acuerdo con el concepto de "Fuga Antes de Falla" de conformidad con prácticas internacionalmente reconocidas para buques, en el cual se debe demostrar por cálculos y pruebas que no es posible destruir el contenedor primario, que no se pueden producir grietas, y en su caso, las grietas existentes no pueden crecer hasta producir fuga y sólo se consideran fugas muy limitadas del contenedor primario, las cuales son controladas por dispositivos adecuados y conducidas a bandejas de goteo de tamaño adecuado. Se puede suprimir el SPT del contenedor secundario siempre que se demuestre que la capacidad de las bandejas y la capacidad de desalojo de GNL por evaporación, bombeo u otro medio, es suficiente para evitar que se derrame GNL en el espacio entre los contenedores y que el concreto resiste los derrames de diseño en caso de falla de las bandejas.

206.1.3 El piso y las paredes de concreto del contenedor secundario y de la EFG deben ser mantenidas a una temperatura superior a 0°C a menos que se demuestre que el concreto puede resistir adecuadamente una cantidad de ciclos de enfriamiento-calentamiento igual, al menos, al doble del número de ciclos de llenado previstos para la vida de la terminal de almacenamiento de GNL. En caso necesario, la EFG debe contar con un sistema de calefacción para cumplir con este requisito.

206.1.4 Los tanques de almacenamiento de GNL deben tener un diseño estructural apropiado en el que hayan considerado el análisis de resistencia y fatiga en las fases de construcción, transportación, colocación y operación normal. El análisis debe considerar los efectos de llenado parcial y de cargas dinámicas debidas al oleaje del GNL dentro de los tanques que resulta de los movimientos de la EFG causados por actividad sísmica u otros cargas dinámicas, tales como cargas ambientales, por ejemplo, vientos y corrientes y oleaje del mar, o impactos de los buques con la EFG. Como los tanques están dentro de la EFG, las cargas de oleaje y corrientes marinas no actúan directamente sobre los tanques de GNL.

206.1.5 En cada tanque de GNL con capacidad superior a 265 m³ se deben instalar, al menos, los instrumentos y dispositivos siguientes:

a) Dispositivos para llenar el tanque desde la parte superior y desde la parte inferior y para recircular el GNL a fin de evitar la estratificación del mismo.

b) Equipos de bombeo sumergidos que se puedan retirar para mantenimiento por la parte superior sin que sea necesario vaciar el tanque de GNL.

c) Sistemas de monitoreo y control para proporcionar niveles de seguridad adecuados para el personal y la terminal en condiciones de operación normales y anormales.

d) Dispositivos para medir la densidad del GNL a niveles diferentes.

e) Dos sistemas independientes de medición de nivel del GNL instalados de forma que sea posible reemplazarlos sin interrumpir la operación del tanque.

f) Dos alarmas independientes de nivel alto y alto-muy alto. Estas alarmas deben ser visibles y audibles y actuar con anticipación suficiente para que se tomen las medidas necesarias para que no se sobrepase el nivel más alto permitido para el GNL.

g) Dispositivo de cierre automático de llenado a nivel alto-muy alto, independiente de los medidores de nivel.

h) Dos alarmas independientes de nivel bajo y bajo-muy bajo.

i) Dispositivos para medir la temperatura del GNL en la parte superior, media e inferior del contenedor.

j) Indicadores y medidores de presión de vapor de GNL, locales y remotos, con alarma audible y visible de presión alta y muy alta.

k) Dos dispositivos independientes de relevo de presión y de vacío.

l) Sistema de detección de gas en el espacio de aislamiento.

m) Medidores de presión y de vacío en el espacio de aislamiento con alarma audible y visible.

n) Dispositivos de relevo de presión y de vacío en el espacio de aislamiento, en su caso.

o) Control de temperatura de la pared lateral del contenedor primario.

p) Medidores e indicadores de temperatura en la base del tanque y en la parte inferior del contenedor secundario para detectar enfriamiento causado por una fuga de GNL, con alarma audible y visible.

q) Medidores o indicadores de temperatura del sistema de calentamiento de los cimientos del tanque, en su caso.

r) En los contenedores autosoportados se deben instalar sondas de temperatura y medidores de deformación para controlar los esfuerzos en la estructura del contenedor durante la fase de enfriamiento.

s) Los tanques de GNL deben tener un sistema de monitoreo y registro de la información recabada de acuerdo con los puntos anteriores, en el cuarto de control de la terminal de almacenamiento de GNL.

t) Medios para aislar el tanque del resto del sistema y para ponerlo fuera de servicio.

u) Medios para desalojar el gas y para la entrada y salida de personal y equipos requeridos para inspección y mantenimiento.

v) Medios de calentamiento y enfriamiento requeridos para el arranque, operación normal y para ponerlo fuera y restaurarlo al servicio.

w) Medios para purgar los tanques cuando se vacían para darles mantenimiento.

206.2 Cargas de diseño

206.2.1 Generalidades. Para el diseño de los tanques, soportes y dispositivos, se deben considerar las combinaciones apropiadas de las cargas siguientes:

a) Cargas sísmicas

b) Cargas térmicas

- c) Cargas debidas al oleaje del GNL causado por eventos sísmicos
- d) El peso del tanque y de la carga, así como las reacciones correspondientes en los soportes
- e) Presión interna
- f) Presión externa
- g) Cargas del aislamiento
- h) Cargas en las torres y otros accesorios

206.2.2 Las cargas de oleaje del GNL se deben considerar para cualquier nivel de llenado en cada tanque, a menos que se demuestre, de acuerdo con los subincisos b) y d) del inciso 206.1.2 de esta NOM, que la carga de GNL almacenada puede ser controlada con oportunidad para que el nivel de GNL en los tanques se mantenga dentro de los límites de diseño.

206.3 Tanques independientes tipo B

206.3.1 Los tanques independientes tipo B no forman parte de la EFG. Los tanques tipo B son diseñados utilizando pruebas de modelos y herramientas analíticas sofisticadas para determinar niveles de esfuerzo, de fatiga durante la vida y las características de propagación de grietas. Cuando estos tanques se construyen con superficies planas (tanques de gravedad), la presión de vapor de diseño debe ser menos de 0,7 bar, a menos que se demuestre a través de estudios de ingeniería que el tanque está diseñado para operar a una presión mayor con un nivel de seguridad equivalente.

206.3.2 Análisis estructural de los tanques independientes tipo B.

a) Se deben considerar los efectos de las cargas dinámicas y estáticas para determinar si la construcción es adecuada con respecto a:

- 1 Resistencia
- 2 Deformación plástica
- 3 Pandeo
- 4 Falla por fatiga
- 5 Propagación de grietas

b) Se debe llevar a cabo un análisis estático y dinámico de acuerdo con las prácticas internacionalmente reconocidas para buques, un análisis estructural mediante técnicas computacionales de elementos finitos o métodos similares y un análisis mecánico de fractura o un estudio equivalente.

c) Se debe llevar a cabo un análisis tridimensional para evaluar los niveles de esfuerzo causados por los movimientos y deformaciones de la estructura de soporte. El modelo para este análisis debe incluir la carga del tanque con su sistema de soporte y manejo junto con una porción razonable de la estructura de soporte.

d) Se debe llevar a cabo un análisis de las aceleraciones y de los movimientos de la estructura de soporte en eventos sísmicos de diseño y de la respuesta de la estructura de soporte y de los tanques a estas fuerzas y movimientos.

e) El sistema de soporte debe permitir la contracción y expansión del tanque debidos al enfriamiento y calentamiento previstos y debe contar con los medios adecuados para amortiguar los efectos de las fuerzas cíclicas previstas.

f) Se deben aislar y sellar las penetraciones de ductos a través del techo y del domo de forma que se permita la expansión y contracción del tanque sin que se afecte la hermeticidad del mismo.

g) Se debe contar con dispositivos para evitar que el contenedor primario flote en caso de que entre agua en el espacio entre los contenedores.

h) Se debe realizar un análisis de deformaciones en el cual se consideran las tolerancias máximas de construcción, por ejemplo, para alineación de placas, elementos para dar rigidez y demás componentes así como las penetraciones estructurales.

i) Se deben realizar pruebas modelo, en caso necesario, para determinar los factores de concentración de esfuerzo y la fatiga durante la vida de elementos estructurales.

j) El análisis del efecto acumulado de las cargas de fatiga debe cumplir con las Normas Aplicables.

k) La presión de prueba hidrostática de resistencia y hermeticidad debe ser:

$$P = 1.25 (P_o + MPPAVS)$$

Donde:

P_o = Máxima presión calculada por la carga de GNL durante un sismo SOB

MPPAVS = Máxima Presión Permisible de Ajuste de las Válvulas de Seguridad

206.4 Tanques tipo membrana

206.4.1 Para tanques de almacenamiento tipo membrana, deben considerarse los efectos de las cargas estáticas y dinámicas para determinar si la membrana y el aislamiento cumplen con los requisitos de resistencia, deformación plástica y fatiga adecuados.

206.4.2 Se debe probar un prototipo del contenedor primario y del aislamiento, que incluya esquinas y juntas, para verificar que ambos resistirán el esfuerzo combinado previsto ocasionado por cargas estáticas, dinámicas y térmicas. El diseño de los tanques tipo membrana debe considerar lo siguiente:

a) Las condiciones de prueba del contenedor primario deben ser equivalentes a las condiciones de servicio extremas a las que el tanque estará sometido en su vida útil.

b) La hermeticidad de la membrana se prueba con gas amoníaco. Si se necesitan reparaciones se debe repetir la prueba después de cada reparación.

c) Un análisis completo de los movimientos y aceleraciones específicos así como la respuesta de la estructura de soporte y de los sistemas de contención de carga de GNL.

d) Un análisis estructural para prevenir una posible deformación de la membrana debido a una sobrepresión en el espacio entre las barreras, vacío en el tanque de carga, efectos del oleaje del GNL dentro del tanque y vibraciones transmitidas a través de la estructura de soporte a la membrana y sus soportes.

206.4.3 Se debe realizar un análisis estructural de la estructura de soporte, tomando en cuenta la presión diferencial entre la parte interna del tanque del GNL y la parte externa o la estructura de soporte. El diseño de la estructura de soporte debe considerar:

a) Las deformaciones de la estructura y su compatibilidad con la membrana y el aislamiento.

b) Los requisitos de las Normas Aplicables para tanques profundos, tomando en cuenta la presión externa e interna.

c) El esfuerzo permisible de los materiales de la membrana, de la estructura de soporte de la membrana y del aislamiento en cada caso particular.

e) Deben realizarse pruebas a los materiales para verificar que sus propiedades no se degradarán por envejecimiento.

f) Se debe realizar una prueba de presión hidráulica y neumática de la resistencia y hermeticidad del contenedor secundario antes de la instalación del sistema de aislamiento y de la membrana. Si se necesitan reparaciones se debe repetir la prueba después de cada reparación.

g) Después de la instalación de la membrana y del aislamiento se debe realizar una prueba de presión neumática y una prueba con presión mayor en el exterior de la membrana.

h) El espacio de aislamiento entre la membrana y el contenedor secundario se debe mantener con atmósfera inerte y debe contar con dispositivos para controlarla; asimismo debe contar con sistemas para controlar la presión y el vacío en este espacio.

206.5 Venteo de los tanques

206.5.1 Los tanques deben estar equipados con dispositivos de relevo de presión y de vacío de acuerdo con la sección 109.13 de esta NOM.

206.5.2 En caso de un derrame en el contenedor secundario, los dispositivos de relevo deben ser capaces de aliviar la evaporación máxima que se produzca por el derrame de GNL.

206.5.3 Las válvulas de alivio de cada tanque deben estar conectadas a una tubería que conduzca los vapores a un mástil o a un quemador. En ambos casos se debe realizar un análisis de riesgos de acuerdo con el capítulo 106 de esta NOM para demostrar que en las condiciones atmosféricas más desfavorables se cumple lo siguiente:

a) En caso de que se utilice un mástil, la dispersión de la nube de mezcla combustible en la atmósfera que no debe ocasionar riesgos en el equipo en la plataforma.

b) En caso de que se utilice un quemador, el flujo de radiación térmica en los equipos de la terminal de almacenamiento no debe exceder 5 kW/m^2 .

207. Instalaciones sobre la plataforma

207.1 Se debe cumplir con las condiciones especificadas en esta sección a menos que se demuestre, mediante un análisis de riesgos realizado de conformidad con la metodología a que hace referencia el capítulo 6 de esta NOM, que condiciones operativas distintas son aceptables en puntos específicos porque presentan condiciones de seguridad iguales o mejores a las ya establecidas.

207.1.1 Altura de la plataforma. El elemento más bajo de la estructura para el cual no han sido consideradas en el diseño las fuerzas de las olas, debe estar situado por lo menos 1.5 m arriba de la máxima elevación de la cresta de las olas.

a) Para determinar el nivel del elemento más bajo se debe tomar en cuenta el asentamiento de la estructura debido a la consolidación del lecho marino, tanto el inicial como el asentamiento esperado a largo plazo.

b) Para determinar la altura máxima de la cresta de las olas que se aplicará para el diseño de la estructura, se debe superponer la altura de la cresta de la ola al nivel del agua quieta con la Marea Astronómica más Alta (MAA). El nivel más alto de agua es el que resulta del oleaje con marea alta. Asimismo, se debe considerar el periodo de las olas y, en su caso, los maremotos.

207.2 Sistema de seguridad

207.2.1 El diseño de la terminal de almacenamiento de GNL debe especificar un sistema de seguridad adecuado que permita identificar las funciones del personal y asegurar que los dispositivos y sistemas siempre estén en los lugares apropiados de la plataforma como se describen a continuación.

207.2.2 Sistemas de detección de incendios y de fugas de gas. Los sistemas de detección de incendios y fugas de gas deben cumplir con los requisitos especificados en el inciso 114.2.2 de esta NOM. El diseño de los sistemas de detección de incendios y gas deben considerar lo siguiente:

a) Identificación de las áreas a cubrir de acuerdo con el mapa de riesgos, tales como áreas de proceso, áreas confinadas Clasificadas y No clasificadas, por ejemplo, habitaciones donde duerme o se reúne regular u ocasionalmente el personal, entre otros.

b) Identificación de las áreas de alojamiento permanente de personas y de los sistemas de seguridad para dichas áreas.

c) Tipo, cantidad y ubicación de los sistemas de detección de incendios eléctricos o no relacionados con el proceso.

d) Tener una respuesta inmediata.

e) Especificación adecuada de los detectores térmicos, de humo y de llama en un punto o en un área.

f) Activación de alarmas visuales y audibles en la terminal y en el Cuarto de Control Central de la plataforma.

g) Acciones de supresión de incendios, entre otras, rociar agua, espuma o bióxido de carbono y/o paro de emergencia de la terminal.

h) Activación de las alarmas cuando la concentración de gases inflamables exceda el 25% del LII así como el paro de diferentes sistemas y, en los puntos críticos establecidos por el análisis de riesgos, el paro mediante el Sistema de Paro de Emergencia (PDE) de la terminal cuando la concentración del gas exceda el 60% del LII.

207.2.3 Sistemas contra incendios. El ámbito de los sistemas contra incendios se debe determinar mediante una evaluación basada en la ingeniería de protección, el análisis de las condiciones locales, los riesgos dentro de las instalaciones y la exposición a otra propiedad. La evaluación de dichos sistemas debe identificar, al menos, los puntos siguientes:

a) Tipo, características y ubicación del equipo necesario para detección y control de incendios, de derrames y fugas de GNL, líquidos y gases inflamables.

b) Tipo, cantidad y ubicación de sistemas de detección de incendios eléctricos o no relacionados con el proceso.

c) Los métodos necesarios para proteger al personal de la terminal, los equipos y estructuras de la exposición al fuego.

d) Extintores y otros equipos de combate contra incendios.

207.2.4 La terminal debe estar equipada con un sistema de suministro, distribución y aplicación de agua adecuado para combatir incendios, proteger contra la exposición al fuego a los tanques de almacenamiento, equipos, tuberías así como controlar fugas y derrames no encendidos. Los sistemas de agua contra incendios deben:

a) Proporcionar los volúmenes de agua a las presiones especificadas aun cuando una bomba de agua contra incendios esté fuera de servicio.

b) Tener bombas abastecidas al menos por dos fuentes de energía independientes en caso de emergencia.

207.2.5 Los extintores portátiles para combatir incendios menores deben estar disponibles en sitios estratégicos de acuerdo con los lineamientos de esta NOM.

207.2.6 Se debe establecer y realizar un programa de mantenimiento por escrito para todo el equipo contra incendios.

207.2.7 Protección estructural contra incendios. La protección estructural contra incendios se refiere a un método pasivo para proporcionar protección contra incendios a los espacios y compartimentos de la estructura mediante paredes contra incendios y limitación de materiales combustibles en la construcción.

a) En las paredes contra incendios se debe proporcionar protección apropiada para las penetraciones de sistemas eléctricos, de tuberías y de ventilación, entre otros.

b) Las partes de las estructuras que puedan ser dañadas por exposición al fuego deben protegerse con aislamiento adecuado.

207.2.8 Protección del personal y dispositivos salvavidas. Deben estar disponibles y accesibles para todo el personal de la terminal de almacenamiento de GNL los equipos de protección personal, tales como ropa contra el fuego, chalecos y anillos salvavidas, regaderas de seguridad y estaciones para lavado de ojos. Las áreas de alojamiento de personal deben estar aisladas de las áreas de riesgo elevado.

a) Refugio Temporal de Seguridad (RTS). Debe haber un área que proporcione protección para todo el personal en la plataforma por un periodo mínimo de 2 horas en caso de un incendio u otra emergencia que tenga lugar en las áreas de proceso.

1. Esta área debe tener rutas protegidas hacia los botes salvavidas.
2. Los dormitorios de la plataforma podrán estar diseñados para funcionar como RTS.

b) Medios de escape del personal.

1. Rutas de escape. Los planos que muestren las rutas de escape deben estar claramente visibles en diversos puntos de las instalaciones.
 - i. Las rutas de escape deben estar identificadas e iluminadas adecuadamente.
 - ii. Debe haber por lo menos dos rutas de escape separadas desde las áreas donde hay personal regularmente hasta el RTS.
 - iii. Las rutas de escape deben minimizar la posibilidad de quedar bloqueadas en una situación de emergencia.
 - iv. Las rutas de escape deben tener un ancho mínimo de 0,71 m.
 - v. La longitud de los corredores sin salida no debe exceder 7 m.
2. Botes salvavidas. Debe haber al menos 2 botes salvavidas cerrados, operados por motor diesel enfriado por agua.
 - i. La capacidad total de los botes salvavidas debe ser al menos 150% de la cantidad máxima de personas en la plataforma y deben tener capacidad para el 100% de las personas de la plataforma en la eventualidad que alguno de los botes salvavidas no estuviese disponible en una emergencia.
 - ii. Se debe tener un acceso fácil y seguro hacia los botes salvavidas desde el RTS.
3. Medios de escape al mar. La plataforma debe tener medios de escape al mar en los dos extremos opuestos de la plataforma más distantes entre sí.
 - i. Adicionalmente, debe tener un sistema de escape secundario ubicado en el extremo opuesto del RTS y de los botes salvavidas primarios. Este sistema de escape debe tener un tamaño adecuado para acomodar la cantidad máxima de personas que están regularmente en el área de proceso de la plataforma.
 - ii. Se deben proporcionar medios alternos de escape al mar, además de los botes salvavidas. Estos medios alternos de escape pueden incluir cuerdas, toboganes u otros medios de escape de última instancia.

207.2.9 Sistema de paro de emergencia (PDE). Los sistemas PDE deben cumplir con los requisitos del inciso 14.2 de esta NOM. Adicionalmente, deben cumplir con los requisitos siguientes:

a) Durante una emergencia, los sistemas PDE deben aislar o apagar cualquier flujo de GNL, refrigerantes, líquidos y gases inflamables en las instalaciones. El PDE también debe parar la operación de cualquier equipo cuyo funcionamiento continuo pudiera prolongar o aumentar el estado de emergencia.

b) Los PDE deben tener un diseño libre de fallas. En los sitios donde no sea práctico tener un diseño libre de fallas, los PDE deben ser instalados, ubicados o protegidos de tal manera que se minimice la probabilidad de que no funcionen en caso de emergencia o falla del sistema normal de control. Los PDE que no sean del tipo libre de fallas deben tener sus componentes ubicados a una distancia mínima de 15 m del equipo que controlan, en alguna de las formas siguientes:

1. Instalados y ubicados en donde no estén expuestos a incendios.
2. Protegidos contra cualquier falla debida a exposición al fuego durante un tiempo mínimo de 10 minutos.

c) El instructivo de la ubicación y funcionamiento de los controles de emergencia debe estar en lugares accesibles en el área de instalaciones.

d) El PDE debe poder activarse manualmente, automáticamente o la combinación de ambos.

1. Los activadores manuales deben estar en áreas que sean accesibles durante emergencias, a una distancia mínima de 15 m del equipo al cual sirven y tener claramente indicada su función de diseño.
2. Las estaciones de activadores manuales deben estar protegidas contra una activación accidental y ubicadas convenientemente en las áreas de evacuación principales, tales como el área de amaraje de los botes salvavidas, el helipuerto, las estaciones de botes salvavidas y el Cuarto de Control Central. Se pueden considerar ubicaciones para estaciones adicionales de PDE, tales como las salidas de las escaleras en cada nivel de cubierta, las salidas principales de los dormitorios y las salidas principales de las instalaciones de cubierta.

e) El PDE solamente debe activarse automáticamente mediante dispositivos con redundancia de detección para evitar paros por falsas alarmas. En todos los casos, se deben activar alarmas audibles y visuales locales y en el Cuarto de Control Central. El PDE se debe activar automáticamente por:

1. Detección de incendio en zonas críticas de la plataforma.
2. Detección de gas combustible que exceda el 60% del LII en zonas críticas de la plataforma.

f) Se debe instalar un panel de control del sistema PDE en el Cuarto de Control Central. El PDE central debe ser independiente del sistema de control general y debe tener prioridad de actuación sobre éste.

g) Las señales de detectores de fuego y detectores de gas natural deben estar centralizadas en un panel "fuego y gas".

h) Los gasoductos deben incluir una Válvula de Seguridad Submarina (VSS), ubicada en el fondo del mar en la base de la tubería que sube a la plataforma. El propósito de la VSS es aislar el gasoducto de la plataforma en una emergencia para prevenir el retorno del gas del gasoducto hacia la plataforma. La VSS debe activarse automáticamente por el sistema PDE en caso de incendio o presencia de gas con 60% del LII.

207.3 Análisis de seguridad en la instalación de equipos. Este análisis se debe realizar de acuerdo con el capítulos 107 y 108 de esta NOM.

207.3.1 El análisis de seguridad para las instalaciones en la plataforma tiene por objeto prevenir cualquier fuga de GNL, así como de hidrocarburos y minimizar el efecto de los hidrocarburos liberados, en su caso.

a) El análisis de seguridad de la instalación debe identificar cualquier evento que pudiera afectar a un componente y que presenta un riesgo para la seguridad de la terminal. Entre estos eventos están el exceso de presión y presión demasiado baja, derrame de GNL y escape de gas. Se debe considerar su detección, la causa de dicho evento, su efecto y las medidas de preventivas que se deben implantar para identificar la protección primaria y secundaria y la localización de los dispositivos de seguridad.

b) Los componentes básicos de la instalación deben analizarse específicamente para preparar las Tablas de Análisis de Seguridad (TAS). En el análisis de cada componente se deben incluir las tuberías de entrada y de salida, así como los dispositivos de control del mismo.

c) En la Lista de Control de Análisis de Seguridad (LCAS) se deben registrar los dispositivos de seguridad necesarios para proteger cada componente de la instalación como una unidad individual bajo las peores condiciones de operación probables.

d) El registro de Evaluación de la Función Análisis de Seguridad (EFAS) debe indicar los componentes de la instalación, sus sistemas de soporte en emergencias y sus dispositivos de seguridad requeridos, así como las funciones de cada dispositivo; por ejemplo, sensores, válvulas y dispositivos de cierre y sus sistemas de soporte de sus funciones en una emergencia.

207.4 Disposición y espaciado del equipo en la plataforma. La disposición del equipo en la plataforma y el espaciado entre equipos debe cumplir con los requisitos de la Parte 1 de esta NOM. Adicionalmente, debe cumplir con los requisitos siguientes:

a) Los equipos de las instalaciones de GNL en la plataforma deben estar agrupados en áreas considerando la seguridad y la protección contra incendios requeridos por cada grupo de equipos.

b) Los equipos que pudieran convertirse en fuentes de combustible en caso de incendio se deben separar de las fuentes de ignición potenciales con un espaciado adecuado o paredes contra incendios, de manera que un incendio no obstaculice la evacuación segura del personal desde el área de peligro hasta el área de embarque de los botes salvavidas o cualquier lugar de refugio.

207.4.1 Transferencia de GNL y líquidos peligrosos. El sistema de transferencia de GNL debe cumplir, en lo conducente, con los requisitos establecidos en el capítulo 113 de esta NOM.

a) La separación entre el área de transferencia y los equipos de proceso debe ser determinada por un estudio de riesgos específico.

b) Los accesos para personas a la terminal de almacenamiento de GNL deben estar a una distancia mínima de 30 m del área de transferencia de GNL.

c) Se deben instalar dispositivos para la contención y recuperación de los derrames de GNL en las áreas de transferencia.

d) El diseño de estos dispositivos debe cumplir, en lo conducente, con los requisitos del capítulo 107 de esta NOM.

e) Las zonas de la plataforma no protegidas contra derrames de GNL deben ser capaces de resistir derrames limitados de GNL sin daños estructurales.

f) Los sistemas de transferencia de líquidos peligrosos deben cumplir, en lo conducente, con los requisitos de esta sección.

207.4.2 Vaporizadores. Los vaporizadores deben cumplir con los requisitos de la sección 107.5 y del capítulo 110 de esta NOM y se deben ubicar por lo menos a 30 m de los dormitorios.

207.4.3 Equipos en la plataforma. Los equipos instalados en la plataforma deben cumplir con los requisitos de la sección 107.6 y del capítulo 108 de esta NOM.

207.4.4 Estructuras metálicas. Se debe realizar un análisis de vibraciones de las estructuras metálicas para diseñar los medios para evitar o mitigar los efectos de la resonancia en dichas estructuras.

207.5 Sistemas eléctricos. En los sistemas de generación, distribución y utilización de potencia eléctrica se deben utilizar procedimientos y dispositivos de seguridad específicos para terminales costa afuera de conformidad con las Normas Aplicables y con los requisitos adicionales siguientes:

207.5.1 Se deben utilizar sistemas eléctricos completamente aislados. No se deben usar sistemas de generación y distribución de potencia eléctrica aterrizados para unidades que manejan gases licuados inflamables, a menos que se demuestre que ninguna corriente de falla a tierra atraviesa alguna zona peligrosa. La aplicación de sistemas aterrizados está restringida para minimizar la probabilidad de que corrientes altas de falla pasen a través de la estructura de la unidad, a fin de prevenir el riesgo de que un punto caliente o una chispa en alguna discontinuidad de la estructura puedan encender una atmósfera potencialmente explosiva. Las corrientes que pasan a través de las placas en los tanques de almacenamiento y los espacios adyacentes son las que presentan el riesgo mayor, porque una mezcla aire-gas puede permanecer no detectada por largo tiempo en los compartimentos de la EFG adyacentes a los tanques de almacenamiento.

207.5.2 La terminal de almacenamiento de GNL debe contar con dos sistemas de generación de energía eléctrica independientes, el principal y el de emergencia. Cada uno de estos sistemas deben tener capacidad para suministrar la potencia requerida tanto en condiciones normales como en condiciones anormales de operación, así como en condiciones de emergencia. Los sistemas deben contener las características siguientes:

a) Se deben utilizar motores recíprocos o turbinas de gas para impulsar los generadores eléctricos en condiciones normales.

b) Se deben utilizar motores diesel para impulsar los generadores eléctricos en caso de emergencia y para poner en servicio los sistemas.

c) Los generadores de emergencia con motor diesel deben arrancar y tomar la carga automáticamente cuando falle la fuente de potencia eléctrica principal. Estos generadores deben contar con un tanque local de diesel con capacidad para operar por lo menos 4 horas a carga nominal de la terminal.

d) El sistema de emergencia debe tener capacidad para suministrar potencia al menos por cuatro días para la señalización por luz o señalización por sonido de la estructura de la terminal de almacenamiento de GNL.

e) Los generadores eléctricos deben estar ubicados en áreas no peligrosas. El equipo interior de los conjuntos de generadores encerrados debe ser apropiado para servicio en áreas peligrosas.

f) Las tomas de aire para combustión de los motores de combustión interna deben ubicarse en sitios no peligrosos para minimizar el riesgo de que aspiren mezclas inflamables; dichas tomas deben contar con monitoreo de gases inflamables.

g) Los escapes de los motores de combustión interna deben estar en áreas no peligrosas y descargar al exterior; cuando ello no sea posible, los escapes deben protegerse utilizando métodos alternos para que no constituyan una fuente de ignición.

207.5.3 Sistemas de instrumentación. Los sistemas de instrumentación deben cumplir con los requisitos del capítulo 112 de esta NOM.

207.5.4 Los sistemas de protección de los circuitos eléctricos en áreas peligrosas deben cumplir con los requisitos generales establecidos en las Normas Aplicables y con los requisitos adicionales siguientes:

a) En los sistemas de distribución aislados se debe monitorear continuamente el nivel de aislamiento a tierra y, en caso de detectar un nivel anormalmente bajo de conformidad con las Normas Aplicables, se debe activar una alarma.

b) En los sistemas conectados con impedancia a tierra se debe monitorear continuamente la corriente en la conexión a tierra y, en caso de que se exceda del valor especificado en las Normas Aplicables, se debe limitar o interrumpir la corriente de falla y activar una alarma.

c) En los sistemas conectados a tierra se debe monitorear continuamente la corriente de fuga a tierra y, en caso de que se detecte una corriente excesiva, debe contar con un dispositivo para limitarla automáticamente. Los circuitos monofásicos conectados a un sistema de cuatro hilos deben estar protegidos con interruptores sensibles a las corrientes residuales (30 mA).

207.5.5 Se deben establecer las Normas Aplicables para la selección de equipos eléctricos en las áreas peligrosas, la instalación eléctrica y los cables utilizados.

207.6 Sistemas de servicios de apoyo al sistema de manejo y vaporización de GNL. El diseño e instalación del sistema de servicios de apoyo al sistema de manejo y vaporización de GNL debe cumplir con los requisitos establecidos en las Normas Aplicables para asegurar su operación correcta y segura de la terminal de almacenamiento de GNL.

207.7 Sistemas de venteo y quemador. Los dispositivos de relevo de presión no deben desfogar directamente a la atmósfera; se debe instalar un sistema de venteo para recolectar el gas liberado por los dispositivos de relevo de presión y otros procesos de venteo de gas y conducirlo a un mástil o quemador para su eliminación segura, determinada de acuerdo con los estudios correspondientes de dispersión de nubes de vapor y de radiación térmica, realizados conforme con la metodología del capítulo 106 de esta NOM. Este sistema puede estar compuesto por dos subsistemas independientes de alta y baja presión.

207.7.1 Capacidad del sistema de venteo y quemador

a) El sistema de venteo y quemador debe tener capacidad para desfogar el mayor flujo de vapor producido por una contingencia o la combinación de contingencias probable. El diseño de dicho sistema debe considerar lo siguiente:

1. Exposición a un incendio. La capacidad de relevo de presión requerida como resultado de una exposición a un incendio se debe calcular de acuerdo con las Normas Aplicables.
2. Trastorno operacional, es decir, la falla de un dispositivo de control.
3. Otras circunstancias que resulten de fallas de equipo y errores de operación.
4. Desplazamiento de vapor durante el llenado.
5. Gas evaporado súbitamente durante el llenado de los tanques como consecuencia de la mezcla de GNL de densidades diferentes.
6. Pérdida de refrigeración en el tanque.
7. Entrada de calor por recirculación de GNL.
8. Caída de la presión barométrica.
9. Descarga de un buque de GNL sin retorno de línea de vapor.
10. Paro de uno o todos los compresores de recuperación del vapor generado por ebullición en los tanques de almacenamiento.

b) La localización del quemador se debe determinar considerando la dirección de los vientos predominantes para minimizar los riesgos de incendio de la plataforma y de los buques de GNL a la radiación térmica y para mantener niveles aceptables de dicha radiación. El flujo térmico producido por la flama del quemador en los equipos de proceso no debe exceder 5 kW/m^2 en las condiciones más desfavorables, en cualquier punto de la plataforma.

c) La ubicación del mástil se debe determinar considerando la dirección de los vientos predominantes para minimizar el riesgo de que una nube de gas inflamable alcance una fuente de ignición.

207.8 Espacios de alojamiento y dormitorios

207.8.1 Los espacios de alojamiento, dormitorios y el cuarto de control deben estar ubicados fuera de las áreas de riesgo y no podrán ubicarse directamente encima o debajo de los tanques de almacenamiento de GNL o de las áreas de proceso. Se requieren mamparas adecuadas para los dormitorios permanentes, temporales y módulos habitados normalmente que están frente de áreas tales como los tanques de almacenamiento de aceite y GNL, recipientes con flama (calentadores), recipientes del proceso y otros equipos similares.

Parte 3. Gasoductos submarinos

301. Objetivo

Esta parte establece una guía y los criterios sobre el diseño, materiales, fabricación, instalación, pruebas, puesta en operación, mantenimiento y el cierre definitivo de gasoductos relacionados con terminales de almacenamiento de GNL costa afuera. Esta norma incorpora el concepto de diseño de estado límite y la metodología por clases de seguridad. El gasoducto y sus componentes deben cumplir las Normas Aplicables.

Los objetivos de este capítulo son:

- a) Establecer los requisitos de seguridad para los sistemas de gasoductos submarinos.
- b) Establecer una guía para los diseñadores, permisionarios y operadores de terminales de almacenamiento de GNL costa afuera.

302. Definiciones

Para el gasoducto se usan las definiciones siguientes:

- 302.1** Clase de localización: El área geográfica del sistema de tubería clasificado según la actividad humana.
- 302.2** Clase de seguridad: El concepto adoptado para clasificar el gasoducto con respecto de las consecuencias de una falla.
- 302.3** Componentes del gasoducto: Cualquier pieza que forma parte integral del gasoducto, como bridas, uniones en T, reductores y válvulas.
- 302.4** Deformación local: La deformación sobre una longitud corta del gasoducto que ocasiona cambios drásticos en la sección transversal.
- 302.5** Diseño: La ingeniería relacionada para diseñar el gasoducto incluyendo la estructura, el material y la corrosión.

302.6 Efecto de carga: El efecto de una carga individual o de una combinación de cargas sobre el equipo o sistema, como tensión, esfuerzo de deformación, deformación, desplazamiento, movimiento, etc.

302.7 Espesor nominal de la pared de la tubería: El espesor de la pared de la tubería *con el cual se le denomina*.

302.8 Estado límite: El estado por debajo del cual un sistema o estructura ya no satisface los requisitos que se están analizando. Las siguientes categorías de estados límite son relevantes para los sistemas de gasoductos:

ELS = Estado Límite de Servicio

ELF = Estado Límite Ultimo

ELF = Estado Límite de Fatiga

ELA = Estado Límite Accidental

302.9 Factor de efecto de carga: El factor parcial de seguridad por el cual se multiplica el efecto característico de carga para obtener el efecto de carga de diseño.

302.10 Factor de efecto de condición de carga: El factor de efecto de carga incluido en el cálculo de deformaciones debido a condiciones específicas de carga.

302.11 Factor de resistencia del material: El factor para determinar la resistencia característica del material que refleja la confianza en el límite de elasticidad.

302.12 Factor parcial de seguridad: El factor por el cual el valor característico de una variable se modifica para proporcionar el valor de diseño. Las variables que se modifican con este factor son, entre otras, el efecto de carga, la condición del efecto de carga, la resistencia del material o el factor de resistencia de la clase de seguridad.

302.13 Fatiga: La degradación del material causada por cargas cíclicas.

302.14 Gasoducto submarino o gasoducto: La parte de un gasoducto que se encuentra debajo de la superficie del agua durante la marea máxima.

302.15 Inspección final: La inspección del gasoducto instalado y terminado para verificar que la obra completa cumple con los requisitos especificados.

302.16 Ovalamiento: La desviación del perímetro de la tubería con respecto de la circunferencia por lo que la tubería tiene sección transversal elíptica.

302.17 Máxima Presión Incidental Permissible (MPIP): La presión máxima a la cual el gasoducto debe ser capaz de operar durante una operación incidental. La presión incidental máxima permissible se define como la presión incidental máxima menos la tolerancia positiva del sistema de seguridad de presión.

302.18 Máxima Presión de Operación Permissible (MPOP): La presión máxima a la cual el gasoducto debe ser capaz de operar durante una operación normal. La presión de operación máxima permissible se define como la presión de diseño menos la tolerancia positiva del sistema de regulación de presión.

302.19 Presión de diseño: La presión interna máxima durante la operación normal, referida a una altura de referencia especificada, para la cual se debe diseñar el gasoducto o una sección del mismo.

302.20 Presión de implosión: La resistencia de la tubería contra la presión externa.

302.21 Presión de propagación: La presión más baja requerida para que una deformación continúe propagándose.

302.22 Presión de prueba hidrostática: La presión interna que se aplica a un gasoducto o sección del mismo durante las pruebas de hermeticidad del sistema después de terminar la instalación.

302.23 Presión incidental: La presión interna máxima que el gasoducto o una sección del mismo puede resistir, según diseño, durante cualquier situación incidental de operación, referida a la misma altura de referencia que la presión de diseño.

302.24 Prueba de presión de fábrica. La prueba de resistencia hidrostática efectuada en la fábrica.

302.25 Puesta en operación: Las actividades que se llevan a cabo después de las pruebas a presión y antes de la operación, incluyendo la eliminación de agua, limpieza, secado y llenado con el producto.

302.26 Requisitos suplementarios: Los requisitos de las propiedades del material de la tubería, adicionales a los requisitos básicos y que son requeridos para tubos que se usan en aplicaciones específicas.

302.27 Resistencia: La capacidad de una estructura o parte de la misma de resistir los efectos de carga.

302.28 Resistencia a la Cedencia Mínima Especificada (RCME): La resistencia a la cedencia prescrita en la especificación o la norma bajo la cual se adquiere el material.

302.29 Resistencia a la Tensión Mínima Especificada (RTME): La resistencia mínima a la tensión prescrita en la especificación o la norma bajo la cual se adquiere el material.

302.30 Sistema de control de presión: El sistema que controla la presión en gasoductos e incluye el sistema de regulación de presión, el sistema de seguridad de presión y los sistemas de instrumentación y alarma correspondientes.

302.31 Sistema de gasoducto: El sistema interconectado de gasoductos submarinos, las tuberías ascendentes, soportes, válvulas de aislamiento, los componentes integrales de la tubería, sistemas de seguridad asociados y de protección contra la corrosión.

302.32 Sistema de regulación de presión: El sistema que asegura que se mantenga una presión preestablecida en un punto determinado de referencia en el gasoducto, sin importar la presión aguas arriba.

302.33 Sistema de seguridad de presión: El sistema que asegura que no se exceda la presión incidental permisible, independiente del sistema de regulación de presión.

302.34 Soporte o abrazadera de tubo ascendente: La estructura independiente para mantener la tubería ascendente en su lugar.

302.35 Temperatura máxima de diseño: La temperatura más alta posible a la que el equipo o el sistema será expuesto durante la instalación u operación.

302.36 Temperatura mínima de diseño: La temperatura más baja posible a la que el equipo o el sistema será expuesto durante la instalación u operación, sin importar la presión.

302.37 Tolerancia por corrosión: El espesor de pared adicional agregado en el diseño para compensar cualquier reducción en el espesor por corrosión.

302.38 Tubería ascendente: La tubería de conexión o tubo flexible entre un gasoducto submarino en el fondo del mar y las instalaciones arriba de la superficie del agua.

302.39 Vida útil de diseño: El tiempo planeado originalmente desde la instalación o uso inicial hasta el cierre permanente del equipo o sistema.

302.40 Zona atmosférica: La parte del gasoducto arriba de la zona de salpicadura.

302.41 Zona de salpicadura: Las superficies externas de una estructura o gasoducto que se encuentran periódicamente dentro y afuera del agua bajo la influencia del oleaje y las mareas.

303 Diseño

303.1 Criterios de diseño

La integridad de un sistema de gasoductos se obtiene mediante el establecimiento de los criterios de seguridad.

303.1.1 Objetivo de seguridad. Se debe establecer, planear y realizar un objetivo general de seguridad que cubra todas las fases del gasoducto, desde el desarrollo conceptual hasta su cierre definitivo.

a) Cualquier trabajo relacionado con el diseño, la construcción y operación del gasoducto debe considerar y asegurar, dentro de lo posible, que ninguna falla produzca situaciones que amenacen la vida de personas o que causen daños inaceptables a las instalaciones o al ambiente.

b) Se debe prestar especial atención a las secciones del gasoducto cerca de instalaciones o de la costa donde suele haber actividad humana y por lo tanto una mayor probabilidad y consecuencia de daños al gasoducto. Lo anterior incluye también las áreas donde los gasoductos se instalan paralelos o cruzando ductos existentes.

303.1.2 Metodología por clase de seguridad. La seguridad estructural del gasoducto se debe mantener mediante una metodología por clase de seguridad, para lo cual dicho sistema debe dividirse en una o varias clases de seguridad basándose en las consecuencias de falla que se definen, por lo general, por el contenido y la localización. Para cada clase de seguridad se debe asignar a cada estado límite un conjunto de factores de seguridad parciales.

303.1.3 Aseguramiento de calidad (AC). El formato de seguridad dentro de la presente NOM requiere que los errores graves (errores humanos) se controlen por medio de requisitos organizacionales de trabajo, mismos que son competencia de las personas que ejecutan el trabajo, así como la verificación del diseño y aseguramiento de calidad durante todas las fases relevantes de desarrollo del gasoducto.

303.1.4 Formato de diseño. El diseño del gasoducto en esta NOM se basa en una metodología por estado límite y factor parcial de seguridad, llamado también Diseño por Factor de Carga y Resistencia (DFCR). En el diseño deben considerarse los rubros siguientes:

a) Clases de localización: El gasoducto debe dividirse en clases de localización como las define la Tabla **303.1.4 a)**.

Tabla 303.1.4 a) Clasificación de localización

Localización	Definición
1	El área donde no se prevé actividad humana frecuente a lo largo de la ruta del gasoducto.
2	La parte de los gasoductos y tubería ascendente en áreas cerca de plataformas o en áreas con actividad humana frecuente. Para determinar el alcance de la clase de localización 2 se debe realizar un análisis de riesgo apropiado.

b) Clases de seguridad: El diseño del gasoducto se debe basar en las consecuencias potenciales que resulten de una falla. La clase de seguridad puede variar según la fase de desarrollo de la instalación y de la localización del punto de riesgo. Las clases de seguridad se definen en la Tabla 303.1.4 b).

Tabla 303.1.4 b) Clasificación de clases de seguridad

Clase de seguridad	Definición
Baja	La falla representa un riesgo bajo de daño a personas y consecuencias ambientales y económicas menores. Es la clasificación común para la fase de construcción.
Normal	La falla implica un riesgo de daño a personas, contaminación significativa del ambiente o consecuencias económicas o políticas graves. Es la clasificación común para operaciones fuera del área de plataformas.
Alta	La falla implica un riesgo elevado de daño a personas, contaminación significativa del ambiente o consecuencias económicas o políticas muy graves. Es la clasificación común durante la operación en la clase de localización 2.

c) Para el uso normal, las clases de seguridad de la Tabla 303.1.4 c) deben aplicarse para el manejo de GNL.

Tabla 303.1.4 c) Clasificación normal de clases de seguridad para el GNL

Fase	Categoría de fluido E	
	Clase de localización:	
	1	2
Temporal	Baja	Baja
Operacional	Normal	Alta

1. La fase de instalación hasta que inicien las actividades previas a la puesta en operación se considera por lo general clase de seguridad baja.
2. Se debe poner especial atención a las consecuencias de una falla para la clasificación de seguridad de fases temporales después de la puesta en operación.

303.2 Principios de diseño

303.2.1 En esta sección se identifican los aspectos relevantes sobre el diseño, construcción y operación de gasoductos submarinos.

303.2.2 Desarrollo conceptual. Se deben establecer los datos iniciales de diseño y la descripción del arreglo general y desarrollo en campo del gasoducto.

303.2.3 Datos del gasoducto. Los datos del gasoducto deben incluir, según aplique, lo siguiente:

- a) Objetivo de seguridad
- b) Localización y condiciones físicas de entrada y salida
- c) Descripción del gasoducto con el arreglo general y límites de suministro
- d) Requisitos funcionales incluyendo las restricciones de desarrollo en campo, por ejemplo, las barreras de seguridad y válvulas submarinas

e) Instalación, inspección, reparación y reemplazo de elementos del gasoducto, por ejemplo, válvulas, activadores y accesorios

f) Planos y programas del proyecto

g) Vida útil de diseño

h) Datos del fluido que se transportará durante la vida útil de diseño

i) Capacidad de transporte y dimensiones

j) Criterios y datos de operación del gasoducto

k) Criterios de cierre definitivo

303.2.4 Integridad del sistema. Los gasoductos deben diseñarse, construirse y operarse de manera tal que:

a) Cumplan con la capacidad de transporte especificada

b) Cumplan con el objetivo de seguridad definido y tengan la resistencia mecánica requerida contra cargas durante las condiciones operacionales planeadas, y

c) Tengan un margen de seguridad suficiente contra cargas accidentales o condiciones operacionales no previstas.

303.2.5 Durante la operación se deben cumplir con los requisitos siguientes:

a) Las variables de operación básicas para preservar la integridad de un gasoducto se deben inspeccionar y evaluar periódicamente para tomar acciones correctivas antes de que se dañe el gasoducto.

b) El gasoducto debe tener la instrumentación necesaria para monitorear las variables que afectan la seguridad de la operación.

c) La presión de operación en un sistema de transporte no debe exceder la presión de diseño durante la operación normal continua.

303.2.6 El control de la presión del gasoducto debe cumplir con lo siguiente:

a) El sistema de control de presión debe prevenir que la presión interna en cualquier punto del gasoducto llegue a la MPIP.

b) Se debe tener cuidado especial con las tolerancias del sistema de regulación de presión y la instrumentación asociada.

c) Debe tener un sistema de seguridad contra sobrepresión cuando la fuente de presión del gasoducto pueda exceder la MPIP.

303.2.7 Condiciones externas e internas de la tubería

a) Condiciones externas. Para el control de la corrosión externa de la tubería se deben considerar los aspectos ambientales siguientes:

1 Condiciones mecánicas a las que esté expuesta la tubería, por ejemplo, caída de rocas y/o operación subterránea.

2 Resistividad del agua de mar y de los sedimentos

3 Perfil de temperatura a lo largo del gasoducto y a través de la pared del tubo

4 Procedimientos de fabricación e instalación de la tubería

5 Requisitos de protección mecánica, peso sumergido y aislamiento térmico durante la operación

6 Vida útil de diseño

b) Condiciones internas de operación. Para evaluar la necesidad de control de corrosión interna, incluyendo un margen por corrosión para el espesor de pared, se deben considerar las condiciones siguientes:

1 Perfil de temperatura y presión a lo largo del gasoducto durante la vida útil de diseño

2 Velocidad y régimen de flujo

3 Composición del fluido con énfasis en los componentes corrosivos potencialmente

4 Dosificación de químicos y limpieza periódica

5 Inspección de daños por corrosión

303.3 Ruta del gasoducto

303.3.1 La ruta del gasoducto debe seleccionarse tomando en cuenta los aspectos de seguridad del público y del personal de la terminal, protección del ambiente, y la probabilidad de daños a la tubería u otras instalaciones durante la vida útil de la terminal de almacenamiento de GNL. Por lo menos, se deben considerar los factores siguientes:

- a) Actividad sísmica
- b) Tráfico de barcos
- c) Actividad pesquera
- d) Instalaciones costa afuera
- e) Ductos y cables existentes
- f) Operaciones y desarrollos marinos futuros
- g) Protección contra caída de objetos
- h) Lecho marino inestable o irregular
- i) Hundimiento
- j) Flujos turbulentos
- k) Obstrucciones
- l) Areas de vertido de desechos
- m) Actividades de minería
- n) Areas de ejercicios militares
- o) Sitios arqueológicos
- p) Exposición a daño ambiental

303.3.2 Estudio de la ruta. Se debe llevar a cabo un estudio geofísico a lo largo de la ruta marina prevista del gasoducto en una franja de ancho necesario para proporcionar los datos suficientes para el diseño e instalación de las actividades requeridas dentro de dicha franja. Dicho estudio debe considerar:

a) Mapas precisos de la ruta marina, mostrando la localización del gasoducto y de las instalaciones correspondientes junto con las características y anomalías del lecho marino.

b) Características topográficas que pueden afectar a largo plazo la estabilidad, protección e instalación del gasoducto.

c) Propiedades geotécnicas necesarias para evaluar los efectos de las condiciones de carga relevantes para los depósitos del lecho marino, incluyendo los depósitos inestables posibles en la vecindad del gasoducto tales como bolsas de gas cerca de la superficie.

d) Características de suelo más importantes para el gasoducto, de preferencia mediante pruebas de laboratorio adecuadas o de interpretaciones de pruebas en sitio.

e) Estudios especiales de las condiciones de corriente y oleaje cerca del suelo donde el material del lecho marino esté sujeto a erosión, incluyendo efectos de capas límite, para calcular la estabilidad del gasoducto cerca del suelo y la distancia entre soportes del tubo.

f) Estudios especiales de ruta hasta el punto donde el gasoducto llega a la costa para determinar el impacto de éste sobre la estabilidad física y ambiental de la costa.

303.3.3 Diseño de la ruta. Se debe llevar a cabo un diseño de ruta detallado tomando en cuenta los puntos del inciso 303.3.1 de esta NOM poniendo cuidado especial en las áreas donde el gasoducto se acerca a la plataforma y donde llega a la costa. Los detalles del diseño de ruta deben presentarse en dibujos de escala apropiada (de preferencia escala 1:5000 pero se acepta 1:10000).

303.4 Cargas

Las cargas que se deben considerar para el diseño del gasoducto se clasifican como sigue:

- a) Funcionales
- b) Ambientales
- c) De construcción, y

d) Accidentales.

303.4.1 Cargas funcionales. Se deben considerar los efectos de las cargas funcionales siguientes:

a) Peso

b) Presión hidrostática externa

c) Temperatura del fluido conducido

d) Reacciones de componentes, por ejemplo, bridas y abrazaderas.

e) Recubrimientos, por ejemplo, suelo, roca y revestimiento.

f) Presión interna durante la operación normal

g) Reacción del lecho marino, por ejemplo, fricción y rigidez rotacional.

h) Pretensado

i) Deformación permanente de la estructura de soporte

j) Deformación permanente por desplazamiento del suelo marino tanto en dirección vertical como horizontal

303.4.2 Cargas ambientales. Las cargas producidas por el oleaje y corrientes marinas que actúan sobre un gasoducto sumergido se deben calcular de acuerdo con las Normas Aplicables. Se pueden usar datos de pruebas de modelos o de prácticas reconocidas de la industria para determinar los coeficientes hidrodinámicos relevantes. Debe considerarse lo siguiente:

a) Las cargas, vibraciones e inestabilidad que pudieran ser producidas por viento sobre componentes del gasoducto expuestos, por ejemplo, tubos ascendentes, deben considerarse en el diseño sólo si son significantes. Asimismo, en caso de existir la posibilidad de que se produzcan cargas relevantes sobre el gasoducto por formación y/o desplazamiento de hielo, dichas cargas se deben considerar en el diseño.

b) El periodo de retorno de cargas ambientales es como se describe en el inciso 203.1.2 de esta NOM.

303.4.3 Cargas de construcción. Las cargas que se producen durante la construcción del gasoducto, incluyendo la instalación, pruebas de presión, puesta en operación, mantenimiento y reparación, se deben considerar como cargas funcionales y ambientales.

303.4.4 Cargas accidentales. Se clasifican como cargas accidentales aquellas que se producen sobre el gasoducto bajo condiciones anormales no planeadas. Las cargas accidentales típicas son:

a) Impacto de un barco o de otros objetos flotantes

b) Impacto de objetos que caen

c) Deslizamiento de lodo

d) Explosión

e) Flujo de fuego y calor

f) Falla operacional

g) Impacto de anclas que se arrastran

303.4.5 Otras cargas. Se debe asegurar que no se ponga en riesgo la integridad del gasoducto por daños producidos por el arrastre de aparejos de pesca con red. Los requisitos de diseño del gasoducto para prevenir dicho riesgo se deben determinar en base a estudios de frecuencia y evaluación del daño potencial que puede causar el arrastre de aparejos de pesca.

303.4.6 Sismo. Los efectos directos e indirectos de cargas por sismos se deben clasificar como cargas accidentales o ambientales según la probabilidad de que ocurra un sismo. El periodo de retorno de cargas por sismo es como se describe en la sección 204.3 de esta NOM.

303.4.7 Combinaciones de carga. Las diferentes cargas se deben combinar para obtener el caso más severo de carga que se puede producir durante una fase en particular, es decir, durante la instalación, operación y prueba, entre otros.

303.5 Selección de materiales

303.5.1 Selección de materiales. Los materiales que van a constituir el gasoducto y sus componentes se deben seleccionar para ser químicamente compatibles con el gas natural, las cargas, temperatura y posibles modos de falla durante la instalación y operación. Se deben considerar las características de materiales siguientes:

- a) Propiedades mecánicas
- b) Dureza
- c) Resistencia a fracturas
- d) Resistencia a la fatiga
- e) Facilidad de soldar, y
- f) Resistencia a la corrosión:

303.5.2 La selección de materiales debe incluir el nivel de Pruebas No Destructivas (PND) apropiado para el gasoducto. El nivel de PND y el control dimensional afectan los factores de resistencia del material que se requieren para el diseño. Los niveles de PND están definidas en las Normas Aplicables de diseño de un gasoducto que siguen la metodología de clase de seguridad.

303.5.3 Características de materiales. Se deben usar las características de materiales como Resistencia a la Cedencia Mínima Especificada (RCME) y Estado Límite Último (ELU) para los cálculos de resistencia. La resistencia a la tensión y a la cedencia se deben basar en la curva esfuerzo-deformación. Se debe observar lo siguiente:

a) La metodología de clase de seguridad en esta NOM requiere que los materiales del gasoducto cumplan con los requisitos básicos de un sistema de calidad riguroso y del nivel de PND tal como se describen en las Normas Aplicables de diseño que aplican la metodología de clase de seguridad.

b) En aquellos rubros donde se especifican requisitos de prueba suplementarios a los básicos para asegurar una mayor confianza en la resistencia a la cedencia del material, se permite un seguimiento mayor de este índice.

c) Se deben considerar los efectos posibles de temperatura sobre las propiedades del acero al carbono para sistemas que operan a temperaturas superiores a 50°C.

d) La metodología de clase de seguridad toma en cuenta mediante un factor de fabricación que se aplica en el diseño, los procesos de fabricación de tubos que utilizan deformación en frío para proporcionar diferentes resistencias a la tensión y compresión. La resistencia del material y los factores de fabricación se definen en las Normas Aplicables.

303.5.4 Tolerancia por corrosión. Se debe considerar un espesor de pared adicional para compensar cualquier degradación por corrosión durante el servicio de gasoductos de acero al carbón que transporten fluidos potencialmente corrosivos y/o que están expuestos a un ambiente externo corrosivo sin protección catódica. Los gasoductos de la clase de seguridad normal y alta, de acero al carbono que transportan hidrocarburos que probablemente contengan agua en la fase líquida deben tener una tolerancia interna a la corrosión de por lo menos 3 mm y se debe demostrar que el diseño y/o los procedimientos de control de la corrosión limitan o excluyen cualquier daño crítico al sistema de gasoducto por corrosión.

303.6 Diseño mecánico. En el diseño mecánico se deben considerar al menos, los aspectos siguientes:

303.6.1 Metodología por clase de seguridad. La metodología por clase de seguridad en la cual se basa este capítulo de la NOM, utiliza cálculos de carga y resistencia para el diseño de sistemas de gasoductos. Esta metodología se describe en detalle en las Normas Aplicables al diseño de sistemas de gasoductos submarinos.

303.6.2 Cálculo de los efectos de carga. El análisis de diseño se debe basar en principios aceptados de estadística, dinámica, resistencia de materiales y mecánica de suelos. El cálculo de los efectos de carga debe:

a) Usar métodos simplificados, análisis teóricos detallados o análisis por computadora, siempre que éstos utilicen métodos analíticos conservadores.

b) Considerar todas las cargas y desplazamientos forzados que puedan afectar la integridad del gasoducto.

c) Aplicar valores nominales de sección transversal para realizar los cálculos de efecto de carga sobre el gasoducto.

d) Descartar posibles efectos de reforzamiento beneficiosos en la tubería que resulten del recubrimiento de la misma.

303.6.3 Estados límite. En el diseño se deben considerar todos los modos de falla relevantes formulados por medio de estados límite. Los estados límite se deben clasificar en una de las cuatro categorías siguientes:

a) Estado Límite de Servicio (ELS): Es una condición de carga la cual al excederse hace el gasoducto inservible para operación normal.

b) Estado Límite Ultimo (ELU): Es una condición de carga la cual al excederse pone en peligro la integridad física del gasoducto.

c) Estado Límite de Fatiga (ELF): Es una condición ELU que considera los efectos de carga cíclica acumulados por el uso normal del gasoducto.

d) Estado Límite Accidental (ELA): Es una condición ELU producido por cargas accidentales.

303.6.4 Los tubos ascendentes y gasoductos se deben diseñar considerando, al menos, las posibles fallas potenciales siguientes:

a) Estado Límite de Servicio

1 Estado límite de ovalamiento

2 Estado límite de deformación plástica acumulada, y

3 Daño debido al exceso o falta de peso de recubrimiento.

b) Estado Límite Ultimo

1. Estado límite de fractura

2. Estado límite de ovalamiento, si causa falla total

3. Estado límite de pandeo local que es el estado límite de pandeo de la pared del tubo

4. Estado límite de pandeo global para condiciones de carga controlada

5. Estado límite de fractura inestable y deformación plástica

6. Impacto

c) Estado Límite de Fatiga por cargas cíclicas ambientales y operacionales.

d) Estado Límite Accidental

1. Se deben satisfacer los estados límite para las combinaciones de carga especificadas durante las fases relevantes del desarrollo del gasoducto.

2. Se considerará satisfactorio el nivel de seguridad cuando el efecto de carga de diseño no excede la resistencia de diseño.

303.6.5 Factores de efecto de carga y resistencia. El formato de estado límite utiliza factores para el diseño establecidos en las Normas Aplicables en los rubros siguientes:

a) Factor de resistencia del material

b) Factor de resistencia por clase de seguridad

c) Factor de efecto de carga para diferentes combinaciones de carga

d) Factor de efecto de condición de carga

303.6.6 Diseño del espesor de la pared del gasoducto. El espesor de la pared se debe seleccionar para satisfacer el criterio que la presión neta incidental sea menor que la resistencia de diseño.

a) La resistencia de diseño debe ser la que resulte menor entre el estado límite de cedencia y el estado límite de fractura del tubo. La resistencia de diseño del tubo depende del factor de resistencia del material y del factor de resistencia por clase de seguridad.

303.6.7 Deformación local. El pandeo local se debe al pandeo de la pared del tubo e implica una deformación grave de su sección transversal. Se deben satisfacer los criterios siguientes:

a) Deformación plástica del sistema sólo por presión externa

b) Deformación plástica por cargas combinadas, por ejemplo, por la interacción entre la presión externa e interna, fuerza axial y momento de flexión.

c) Propagación del pandeo. Se debe considerar que una deformación plástica amplia acumulada puede agravar la deformación local.

d) Criterio de deformación plástica del sistema. La resistencia a la deformación plástica o aplastamiento por presión externa (p_c) se debe calcular considerando el ovalamiento del tubo. La presión externa en cualquier punto a lo largo del gasoducto debe ser menor que la resistencia del tubo al aplastamiento.

e) Criterio de carga combinada. Los componentes del gasoducto sujetos a un momento de flexión, fuerza axial efectiva y presión excesiva interna y externa, deben diseñarse para soportar los efectos de carga combinada utilizando la metodología descrita en las Normas Aplicables de diseño.

f) Propagación de pandeo. La propagación ocurre cuando el pandeo se mueve a lo largo del gasoducto a la velocidad del sonido en el agua. Sólo puede iniciarse cuando ocurre un pandeo local. En caso que la presión externa pueda exceder la presión de propagación del pandeo, se deben diseñar elementos obstructores al pandeo y definir la distancia entre ellos según las consecuencias de falla. La presión de propagación de pandeo, los requisitos de los obstructores de propagación y la distancia entre éstos deben determinarse por medio de Normas Aplicables.

303.6.8 Pandeo total. El pandeo total implica que el tubo se pandee como si fuera una barra que se comprime. Es posible que el gasoducto tenga un pandeo total en dirección vertical hacia abajo o hacia arriba en un claro de la tubería entre dos apoyos o en dirección horizontal arrastrándose sobre el lecho marino.

a) Se debe considerar el efecto de presiones internas y externas usando el concepto de una fuerza axial real.

b) Se deben considerar también los siguientes iniciadores de pandeo total, en su caso:

1. Impacto, tirón y enganche de una placa que se arrastre
2. Falta de alineación de la tubería.

303.6.9 Fatiga. Los sistemas de gasoducto deben diseñarse contra fallas por fatiga dentro de la vida útil del sistema.

a) Para determinar la amplitud de distribución de esfuerzos a largo plazo se deben considerar las fluctuaciones de esfuerzos sobre el gasoducto durante la vida útil de diseño, incluyendo aquellos durante la fase de construcción, que sean de magnitud y número de ciclos suficientemente grande para producir efectos de fatiga. La verificación de la fatiga debe incluir las fluctuaciones de esfuerzos de frecuencia baja y alta.

b) Se debe tener cuidado especial en la evaluación de fatiga en la fase de construcción que probablemente cause concentración de esfuerzos y la posibilidad de que se produzca fatiga por bajo ciclo y alta deformación.

c) En el caso general que ocurran fluctuaciones de esfuerzos con una amplitud variable de manera aleatoria, se podrá usar la hipótesis de daño lineal. Se debe usar una curva S-N (esfuerzo-número de aplicaciones) apropiada aplicable al material, fabricación y detalles de construcción del tubo así como al estado de esfuerzos.

303.6.10 Ovalamiento. Los tubos ascendentes y los gasoductos no deben estar sujetos a un ovalamiento excesivo y éste debe documentarse. El aplastamiento por flexión junto con la tolerancia de redondez del tubo no deben exceder 3%.

303.6.11 Deformación plástica acumulada por cargas cíclicas. Se debe considerar la deformación plástica acumulada producida por cargas cíclicas. Si las cargas cíclicas causan un ovalamiento acumulado, se debe poner atención especial al efecto sobre la resistencia al pandeo.

303.6.12 Fractura. El gasoducto debe tener una resistencia adecuada para soportar el inicio de una fractura, por lo que se deben seleccionar materiales con una temperatura de transición del comportamiento frágil al dúctil por debajo de la temperatura de diseño mínima y con una alta resistencia a la propagación de grietas. El gasoducto que transporta gas o una mezcla de gas y líquidos a alta presión debe tener una resistencia adecuada para soportar la propagación de fracturas de conformidad con los requisitos de las Normas Aplicables.

303.6.13 Estado límite accidental. El diseño contra cargas accidentales podrá llevarse a cabo mediante un cálculo directo de los efectos impuestos por las cargas sobre la tubería, o de manera indirecta al diseñar la estructura para soportar el efecto de incidentes específicos. Se debe tomar en cuenta lo siguiente:

303.6.14 Aspectos complementarios para el diseño mecánico

a) Interacción entre el tubo y el suelo. En el caso de estados límite influenciados por la interacción entre el gasoducto y el tipo de suelo, se debe determinar tal interacción considerando los parámetros relevantes y la incertidumbre relacionada con los mismos.

1. Las características principales del tipo de suelo que dominan la interacción son la resistencia al corte y las propiedades de deformación. Se deben tomar en consideración las características no lineales de esfuerzo-deformación del suelo.
2. Los efectos relevantes de las características de carga, incluyendo cualquier efecto histórico de carga a largo plazo tal como reacciones verticales variables provenientes de presiones producidas por la colocación del tubo y variaciones en el peso unitario del tubo. También se deben considerar los efectos de cargas cíclicas.

b) Tramos libres en tubos ascendentes y gasoductos. Los tramos libres en tubos ascendentes y gasoductos deben tener medidas de seguridad adecuadas contra la cedencia, fatiga y ovalamiento excesivos, y éstas se deben documentar. Se debe efectuar un análisis estático y dinámico (protección contra vórtices). Por lo general, los tramos libres deben ser más cortos que la longitud máxima permisible, a menos que se demuestre que el gasoducto no falle por fatiga u otros efectos tal como el enganchado por anclas de barcos o equipos de pesca.

c) Estabilidad en el suelo. El gasoducto debe quedar soportado, anclado en una trinchera abierta o enterrado de tal manera que bajo las condiciones ambientales y de operación extremas no se mueva de su posición original. Lo anterior no incluye los movimientos laterales o verticales permisibles, la expansión térmica y un valor limitado de asentamiento después de la instalación. El análisis de estabilidad debe considerar:

1. La probabilidad de que el gasoducto pase por áreas que puedan estar sujetas a pendientes inestables que puedan producir fallas y movimientos del suelo que afecten al gasoducto.
2. Los gasoductos colocados sobre el fondo del mar deben estar asegurados de manera adecuada contra levantamientos o movimientos horizontales. Para evaluar la estabilidad horizontal transversal de gasoductos expuestos a cargas por oleaje o corrientes se deben usar las Normas Aplicables.
3. La combinación más desfavorable de fuerzas verticales y horizontales que actúan al mismo tiempo sobre el gasoducto.
4. La estabilidad transversal del gasoducto por medio de métodos de análisis dinámico tridimensional o estático bidimensional. Los métodos de análisis dinámico permiten movimientos limitados del tubo, pero requieren de un modelo tridimensional preciso.
5. En aguas de poca profundidad, el análisis debe tomar en cuenta los efectos de carga cíclica producidos por la acción del oleaje sobre la resistencia al corte del suelo.

d) Expansión del gasoducto. Se debe evaluar la expansión en los extremos del gasoducto y el impacto de éste sobre los tubos ascendentes y otros equipos a los que está conectado el gasoducto. En caso de ser necesario, se deben incorporar dispositivos de expansión tal como curvas de expansión al gasoducto.

e) Interferencia con equipo de pesca y de barcos. Donde sea aplicable, se debe verificar la interacción de equipo de pesca y de barcos para las tres fases de carga.

f) Cargas de terceros y caída de objetos. El gasoducto se debe diseñar para resistir las fuerzas producidas por impactos por objetos que caen y equipo de pesca y colisiones. Eso se podrá lograr al escoger una ruta para el gasoducto que evite las áreas de daños potenciales, al diseñar el gasoducto de manera adecuada y/o al proporcionar medios de protección que eviten los impactos.

g) Aislamiento. Si un gasoducto sumergido debe llevar un aislamiento térmico, éste debe ser resistente a la combinación de agua, gradientes de temperatura y presión hidrostática de productos petrolíferos o derivados del petróleo y debe tener la resistencia mecánica requerida contra cargas externas, según aplique.

h) Soportes de tubos ascendentes. Los soportes de tubos ascendentes se deben diseñar contra las formas de falla posibles con el mismo grado de seguridad, por lo menos, que el tubo ascendente que apoyan. Para conexiones con pernos atornillados o remachados, se deben considerar los factores relevantes para su funcionamiento, tales como fricción, esfuerzos de placas o elementos del casco, relajación de los pernos, aplastamiento del tubo, agrietamiento por corrosión, fatiga y fallas por fragilidad.

i) Estabilidad de la grava. La grava aplicada para proporcionar una protección mecánica a los gasoductos y para servir de durmiente de apoyo del tubo en tramos libres, debe tener estabilidad suficiente contra cargas hidrodinámicas. Se debe considerar la posibilidad de abrasión en la tubería por las partículas en el agua entre los límites de velocidad del agua esperados.

j) Instalación y reparación. El diseño debe considerar que el gasoducto tenga las características adecuadas para resistir las cargas a las que estará sujeto durante la colocación, incluyendo pero sin limitarse a las fases siguientes:

1. Inicio de la colocación de tubos
2. Colocación normal continua del gasoducto
3. Abandono durante la colocación de tubos y recuperación del gasoducto
4. Terminación de la colocación de tubos
5. Excavación y relleno de trincheras
6. Instalación de tubos ascendentes y de carretes

7. Operaciones de interconexión, y
8. Tramo de tubería a su llegada a la costa

k) El diseño de las secciones del gasoducto debe considerar las características necesarias desde el barco de colocación hasta su posición final sobre el lecho marino.

303.7 Materiales del gasoducto.

Esta sección especifica los requisitos para el diseño, manufactura, fabricación, prueba y documentación de los componentes y partes estructurales del gasoducto, así como para la fabricación y prueba de tubos ascendentes y curvas de expansión.

303.7.1 Tubería del gasoducto. El tubo del gasoducto que corre desde la terminal de almacenamiento de GNL costa afuera debe ser de acero al carbono que cumpla con las Normas Aplicables de conformidad con los requisitos de diseño.

a) Especificación de materiales. Se debe preparar la especificación de los materiales para el gasoducto proyectado que indique los requisitos adicionales y/o desviaciones de las especificaciones normales de los materiales requeridos para la fabricación, manufactura y prueba de dicho gasoducto. Se debe considerar:

1. Requisitos específicos detallados para el gasoducto. Las propiedades de los materiales y de las partes soldadas deben ser congruentes con los requisitos de aplicación y servicio del gasoducto.
2. Factores de seguridad adecuados para que el gasoducto resista la degradación de propiedades mecánicas de los materiales que pueda ocurrir durante la fabricación e instalación del mismo.
3. Requisitos específicos para los procesos de manufactura, el tipo y alcance de las pruebas y los criterios de aceptación aplicables, así como el alcance y tipo de documentación, archivos y certificaciones para verificar las propiedades del material.

b) Proceso de fabricación de los tubos. El tubo del gasoducto se debe fabricar de acuerdo con uno de los procesos siguientes:

1. Tubo soldado por arco sumergido
2. Tubo sin costura
3. Tubo soldado por alta frecuencia
4. Tubo soldado por rayo electrónico o láser

c) Control de calidad y niveles de pruebas PND del gasoducto. La placa y tubo de acero para el gasoducto se deben fabricar de conformidad con los requisitos de control de calidad de las Normas Aplicables, con una rastreabilidad completa de ambos componentes.

1. El nivel de pruebas PND del tubo de acero al carbono con costuras longitudinal del gasoducto se debe seleccionar de acuerdo con las Normas Aplicables.
2. Se deben mantener registros completos de fabricación, inspección y prueba.

d) Requisitos suplementarios. Se deben indicar en la especificación particular del gasoducto los requisitos suplementarios indicados en las Normas Aplicables que, en su caso, deban aplicarse bajo las condiciones específicas del gasoducto.

303.7.2 Componentes. Los componentes del gasoducto que estén sujetos a presión deben tener el mismo nivel de seguridad que la sección de gasoducto donde están instalados y su diseño se debe apegar a las Normas Aplicables y su resistencia y aptitud de uso debe ser:

a) Equivalente a la de la tubería donde están instalados

b) Suficiente para soportar cualquier carga ambiental así como las fuerzas máximas que puedan ser transferidas al componente por el gasoducto durante la instalación y operación.

c) Determinada por:

1. Cálculos de ingeniería
2. Pruebas de prototipos documentadas
3. Historial documentado de uso exitoso del componente, producido con el mismo diseño, materiales, procedimientos de pruebas y fabricación, y utilizado en condiciones de operación equivalentes.
4. Prueba de resistencia a fallas, o
5. Análisis de esfuerzo experimental

303.7.3 Requisitos de los materiales de los componentes. Las propiedades mecánicas, composición química, soldabilidad y resistencia a la corrosión de los materiales utilizados en los componentes deben ser compatibles con la parte del gasoducto en donde se localicen. Se deben considerar los rubros siguientes:

a) Si la composición química de un componente requiere de un procedimiento de soldadura especial para la unión de dicho componente con el tubo del gasoducto, se debe aplicar alguna de las alternativas siguientes:

1. El componente debe contar con piezas cortas de tubo del gasoducto para evitar tener que realizar la soldadura especial para el componente en campo.
2. Se deben proveer anillos del material del componente para la calificación del procedimiento de soldadura especial en campo.

b) La capacidad de un material para una aplicación particular debe tomar en cuenta los aspectos siguientes:

1. Corrosión externa e interna
2. Corrosión galvánica entre metales disímiles
3. Acumulación de agua de mar y otras sustancias corrosivas y áreas donde los inhibidores químicos o protección catódica pudieran resultar poco efectivos.
4. Uso con el fluido a ser transportado y el ambiente circundante
5. Resistencia a la abrasión o daños mecánicos que se puedan producir durante la instalación y operación.
6. Baja temperatura, si es necesario.

c) Los componentes metálicos deben ser forjados en lugar de fundidos

d) La necesidad de precalificar los materiales para la condición de servicio. Cuando se requiera la precalificación de los materiales, se debe especificar el grado de pruebas e investigaciones que deben realizarse para una calificación completa.

e) Conexiones mecánicas con bridas. Las bridas deben cumplir con las Normas Aplicables. El diámetro interno de la brida debe corresponder con el diámetro interno del tubo que conecta. Se debe considerar lo siguiente:

1. Las caras selladoras de las bridas deben tener un acabado superficial, dureza y aspereza adecuados para los empaques que se aplican.
2. Los empaques deben ser de materiales metálicos capaces de soportar la presión máxima a la que podrían someterse, así como las fuerzas de instalación.
3. Los pernos y tuercas para el uso submarino deben apegarse a las Normas Aplicables. Los pernos y tuercas con un diámetro de 25 mm y mayores se deben someter a prueba de impacto con los mismos requisitos que el acero que unen.

e) Válvulas. Las válvulas deben cumplir con las Normas Aplicables y considerar lo siguiente:

1. El diseño de las válvulas debe asegurar que los empaques internos sean capaces de sellar y debe incluir un margen de seguridad válido durante todas las condiciones de operación de la tubería.
2. Las válvulas con requisitos de resistencia al fuego deben calificarse bajo las pruebas de fuego aplicables.
3. Los sistemas de control de válvulas y actuadores se deben destinar y fabricar de conformidad con normas internacionalmente reconocidas.

f) Componentes soldados. El diseño de los componentes soldados de placa se debe apegar a las Normas Aplicables.

g) Otros componentes. Los componentes del gasoducto que no están cubiertos en las secciones precedentes deben cumplir con las Normas Aplicables.

h) Partes estructurales. Las estructuras de soporte y protección que no están soldadas con partes sujetas a presión, se deben considerar como elementos estructurales.

1. Las partes estructurales que actúan como un elemento para contener la presión del gasoducto deben cumplir con los requisitos de la sección del gasoducto donde estarán instalados.
2. Las partes estructurales no se deben soldar directamente a los elementos sujetos a presión ni al gasoducto. Los soportes, aditamentos, entre otros, se deben soldar a un anillo o placa de refuerzo.
3. Las soldaduras circunferenciales no deben quedar tapadas por placas de refuerzo, abrazaderas u otras partes de soporte.

k) Doblez. Los codos pueden fabricarse con tramos de tubo rectos especiales o tramos de repuesto sin soldaduras circunferenciales (tubo madre), que no han sido doblados en frío, por inducción o por forja.

1. El doblez por inducción es el método preferido para la fabricación de codos.
2. No se permiten codos a inglete o con pliegues.
3. Los materiales de los codos hechos en fábrica se deben seleccionar considerando la composición química así como la influencia del método de fabricación sobre las propiedades mecánicas, dimensiones y espesor de las paredes del mismo.

303.8 Protección contra la corrosión y recubrimiento de concreto pesado

303.8.1 Objetivo. Esta sección tiene el objetivo de proporcionar una guía general con respecto del:

- a) Diseño de los sistemas de protección contra la corrosión
- b) Diseño y fabricación de recubrimientos de concreto pesado
- c) Control de calidad durante la fabricación y manufactura de los sistemas de protección contra la corrosión.

303.8.2 Control de la corrosión. Los componentes del gasoducto deben contar con una protección adecuada contra corrosión, tanto externa como interna, para evitar fallas provocadas por dicha corrosión.

La protección contra la corrosión externa consiste de un recubrimiento aplicado en terminal y/o un recubrimiento que se aplica después de que se han terminado los trabajos de soldadura y cuyas propiedades dependen del medio en que se encuentre el gasoducto, por lo que se deben considerar las zonas siguientes:

- a) En la zona sumergida, el recubrimiento consiste de película gruesa complementada con una protección catódica.
- b) En la zona atmosférica, el recubrimiento consiste de una capa de pintura adecuada que debe aplicarse siguiendo procedimientos de preparación de la superficie y aplicación del recubrimiento de conformidad con las Normas Aplicables.
- c) En la zona de salpicadura en la parte en que el gasoducto emerge, el recubrimiento consiste de película grueso. Además, puede ser necesario tener un espesor de pared adicional en las tuberías de acero al carbono arriba del nivel de la Marea Astronómica más Baja (MAB) en donde la protección catódica no es eficaz ya que la tubería se moja y seca intermitentemente.

303.8.3 Recubrimientos externos del gasoducto

a) El sistema de recubrimiento externo se debe seleccionar con base en los aspectos siguientes:

1. Protección contra la corrosión
2. Resistencia a la degradación física, química y biológica
3. Propiedades mecánicas
4. Compatibilidad con los procedimientos de fabricación e instalación del gasoducto
5. Compatibilidad con el recubrimiento grueso de concreto
6. Compatibilidad con la protección catódica
7. Compatibilidad con el ambiente y reducción de riesgos a la salud

b) El trabajo de recubrimiento se debe realizar de conformidad con las Normas Aplicables, en los aspectos siguientes:

1. Materiales de recubrimiento
2. Preparación de superficie
3. Aplicación del recubrimiento
4. Inspección y pruebas
5. Reparaciones del recubrimiento, y
6. Manejo y almacenamiento de tubos con recubrimiento

303.8.4 Recubrimiento de concreto pesado. Los objetivos del recubrimiento de concreto son: aportar el peso necesario para que la tubería se sumerja y dar protección mecánica al recubrimiento anticorrosivo durante la instalación y a lo largo de la vida útil del gasoducto.

a) Los materiales para el concreto, tales como cemento, agregados, agua, aditivos, refuerzo y los requisitos del recubrimiento se deben especificar considerando lo siguiente:

1. Peso cuando está sumergido
2. Espesor
3. Densidad del concreto
4. Resistencia a la compresión
5. Absorción de agua
6. Resistencia al impacto
7. Flexibilidad y resistencia a la flexión, y
8. Reducciones

b) El concreto debe cumplir con los requisitos mínimos siguientes:

1. Espesor mínimo: 40 mm
2. Resistencia a la compresión mínima: 40 MPa, promedio de tres pruebas por tubo.
3. Absorción de agua máxima: 8% por volumen.
4. Densidad mínima: 1900 kg/m³

c) El recubrimiento de concreto debe estar reforzado con jaulas de barras de acero soldadas o con malla de alambre de acero.

303.8.5 Recubrimiento en campo de uniones del gasoducto. En las uniones realizadas en campo de tuberías con recubrimiento de concreto o de aislamiento térmico, se debe aplicar un recubrimiento con las mismas propiedades de protección contra la corrosión que el recubrimiento de los tubos y un relleno para tener una transición suave en el recubrimiento de concreto o aislamiento térmico del gasoducto. Deben evitarse uniones de campo en la zona de salpicadura.

303.8.6 Diseño del sistema de protección catódica. Los gasoductos en la zona sumergida deben tener un sistema de protección catódica para proteger contra la corrosión cualquier defecto de aplicación del recubrimiento, incluyendo las uniones de campo y los daños al recubrimiento durante la instalación y operación del gasoducto.

a) Los sistemas de protección catódica deben ser capaces de suprimir el potencial electroquímico entre el tubo y el agua de mar o el sedimento dentro de un rango de -0.80 a 1.1 V relativos entre un electrodo de referencia Ag/AgCl y el agua de mar.

b) Los sistemas de protección catódica mediante ánodos de sacrificio se deben diseñar para proveer protección contra la corrosión durante la vida útil de diseño del gasoducto.

c) Los sistemas de protección catódica de gasoductos deben ser compatibles con los sistemas de protección catódica de las instalaciones costa afuera a las que estén conectados, a menos que estén aislados eléctricamente; por ejemplo, se debe evaluar la necesidad de una junta aislante de una tubería costa afuera con ánodos de sacrificio que al llegar a tierra firme se conecta a la sección de tubería en tierra firme con protección catódica por corriente impresa.

d) Se debe evaluar y considerar en el diseño del sistema de protección catódica del gasoducto, la interferencia en los cruzamientos con otras tuberías.

e) Se debe aplicar un procedimiento detallado para los cálculos de diseño y las recomendaciones para los parámetros de diseño del sistema de protección catódica por ánodo de sacrificio, de acuerdo con las Normas Aplicables.

f) Los ánodos sujetos a los segmentos de tubos ascendentes o gasoductos deben tener un cable eléctrico para asegurar la continuidad eléctrica al tubo.

303.8.7 Protección contra la corrosión interna. Para el control de la corrosión interna de los gasoductos pueden aplicarse varias técnicas individualmente o combinadas. Deben considerarse, en su caso, las opciones siguientes:

- a) Tratamiento químico, por ejemplo, dosificación de químicos para mitigar la corrosión
- b) Procesamiento con un fluido para eliminar el agua líquida y/o agentes corrosivos
- c) Uso de tubo o tubos con revestimiento o recubrimiento interno metálico resistente a la corrosión

d) Uso de revestimientos o recubrimientos orgánicos protectores contra la corrosión, normalmente en combinación con a) o d)

e) Los gasoductos que transportan gas seco desde una instalación de almacenamiento de GNL costa afuera pueden no requerir recubrimientos de corrosión interna

304 Instalación

304.1 Objetivo. En este capítulo se establecen los requisitos relativos a los análisis, estudios y documentación que se deben preparar para la realización de la instalación y pruebas del sistema completo de gasoducto.

304.2 Estudios de instalación. Se deben realizar análisis sistemáticos de las operaciones y del equipo instalado para identificar posibles puntos y/o actividades críticos que pudieran provocar o agravar condiciones riesgosas. Se debe tener cuidado especial en las partes de la ruta del gasoducto cercanas a otras instalaciones o a la costa, donde existe un riesgo mayor debido a la navegación y anclaje de barcos.

304.3 Especificaciones para la instalación y pruebas. Se deben preparar especificaciones y dibujos que cubran la instalación y realización de pruebas de los sistemas de gasoducto, tubos ascendentes, estructuras de protección, entre otros. Las especificaciones y planos de ingeniería deben describir, con suficiente detalle, los requisitos para los métodos de instalación y los procesos que se deben emplear, así como el resultado final esperado de las operaciones.

304.4 Soldadura. Con relación a los procedimientos de soldadura se debe especificar lo siguiente:

304.4.1 Los procesos de soldadura, así como los procedimientos de calificación de los procedimientos, de la ejecución y del personal de soldadura.

304.4.2 Las pruebas mecánicas y de corrosión para la calificación de los procedimientos de soldadura.

304.4.3 El análisis de reparación de soldadura, en el cual se debe determinar las combinaciones de profundidad y longitud de excavación máximas que pueden realizarse.

304.5 Inspección visual y pruebas no destructivas (PND). Los requisitos para los métodos, equipo, procedimientos, criterios de aceptación, calificación y certificación de personal para la inspección visual y la realización de PND se deben apegar a las Normas Aplicables y considerar lo siguiente:

304.5.1 El grado de aplicación de PND para las soldaduras circunferenciales debe ser 100% por ultrasonido o radiografía.

a) Para un espesor de pared mayor de 25 mm, debe utilizarse pruebas ultrasónicas automatizadas.

b) Para las soldaduras importantes, por ejemplo, las de interconexión que no son sometidas a pruebas de presión, se deben realizar pruebas ultrasónicas al 100%, pruebas radiográficas al 100% y pruebas con partículas magnéticas al 100%, o pruebas con líquidos penetrantes al 100% de los materiales no ferromagnéticos.

304.5.2 La inspección visual debe incluir:

a) Inspección al 100% de soldaduras terminadas relativas a defectos superficiales, forma y dimensiones

b) Inspección al 100% de la superficie visible del tubo, antes de aplicar el recubrimiento a la junta de campo

c) Inspección al 100% del recubrimiento de las juntas de campo terminadas

304.6 Inspección y preparación de la ruta del gasoducto. Se deben especificar el alcance y los requisitos para realizar una inspección de la ruta del gasoducto previa a su instalación, en la cual se deben considerar, entre otros, la preparación del lecho marino con relación a los aspectos siguientes:

304.6.1 Eliminar obstáculos y riesgos potenciales que interfieran con las operaciones de instalación

304.6.2 Prevenir cargas o deformaciones en el gasoducto

304.6.3 Realizar la preparación para los cruzamientos del gasoducto y cables

304.6.4 Evitar tramos libres inaceptables

304.6.5 Realizar cualquier otra preparación relacionada con la naturaleza de las operaciones subsiguientes de la instalación del gasoducto.

304.6.6 Los métodos, materiales y técnicas de la rectificación del lecho marino y tramos entre soportes del gasoducto no deben afectar adversamente al ambiente.

304.7 Cruzamientos de gasoductos y cables. El diseño y construcción de cruzamientos de gasoductos y cables debe realizarse de tal manera que se eviten daños a ambas instalaciones y cumplan con las Normas Aplicables.

304.8 Acercamiento y acometida a la costa. Se debe identificar y marcar claramente en los dibujos la localización de cualquier otro gasoducto u oleoducto, cable o desembocadura en el área del acercamiento a la costa. Se debe considerar lo siguiente:

304.8.1 Preparar el lecho marino y la acometida a la costa de modo que se eviten esfuerzos excesivos y daños al recubrimiento o a los ánodos de sacrificio del gasoducto durante la instalación. Se deben eliminar las obstrucciones tales como desechos y rocas, que pudieran interferir o restringir las operaciones de instalación.

304.8.2 Los métodos de construcción del acercamiento y acometida a la costa dependerán de la naturaleza, la topografía y el tipo de suelo de la región cercana a la orilla. Se deben desarrollar e implementar diseños y procedimientos detallados para asegurar que los métodos de construcción ocasionen el daño mínimo posible al ambiente o al paisaje. Se deben investigar los efectos de la tubería sobre la estabilidad de la línea costera.

304.8.3 La tubería en la sección de acercamiento y acometida a la costa se debe diseñar considerando la clase de seguridad adecuada y colocarse enterrada en una trinchera de modo que no quede expuesta a erosión por movimiento de sedimentos.

304.9 Buques para la instalación del gasoducto. Los buques deben ser de una clase certificada por una sociedad internacional de clasificación reconocida.

304.9.1 Se deben especificar requisitos adicionales para los buques en los aspectos siguientes:

- a) Anclas, líneas de anclaje y malacates para anclas
- b) Sistemas de anclaje
- c) Equipo de posicionamiento y arqueo
- d) Sistema de referencia y equipo de posicionamiento dinámico
- e) Sistemas de alarma, incluyendo alarmas remotas cuando se requieran
- f) Navegabilidad general del buque para la región
- g) Grúas y aparatos de elevación
- h) Equipo de instalación del gasoducto
- i) Sistemas de soldadura
- j) Manejo y almacenamiento de la tubería del gasoducto
- k) Cualquier otro requisito debido a la naturaleza de las operaciones

304.9.2 Los buques deben contar con un programa de mantenimiento documentado que cubra todos los sistemas esenciales para preservar la seguridad y el desempeño operativo de los mismos.

304.9.3 Se debe realizar una inspección o examen previamente a la movilización de los buques, para confirmar que éstos y su equipo principal cumplen con los requisitos especificados y son adecuados para el trabajo que se pretende realizar.

304.9.4 Procedimientos de contingencia. Se deben establecer los procedimientos de contingencia para las operaciones marinas relacionadas con:

- a) El abandono del sitio de trabajo, incluyendo salidas de emergencia desde el lugar de trabajo e imposibilidad de recuperación de las anclas
- b) Falla de los sistemas de amarre
- c) Cualquier otro requisito debido a la naturaleza de las operaciones

304.10 Instalación del gasoducto.

304.10.1 Manual de instalación.

a) El manual de instalación debe incluir, como mínimo, toda la documentación requerida para asegurar que la instalación del gasoducto se realice de manera segura y cumpla con los requisitos especificados y con las Normas Aplicables.

b) El manual de instalación debe estar basado en cálculos y procedimientos, incluyendo los procedimientos de contingencia, y cubrir adecuadamente la tarea específica que se pretende realizar.

304.10.2 Condiciones límite de operación

a) Se deben establecer las condiciones límite de operación.

b) Los criterios límite de operación están basadas en un estado definido del mar para áreas en donde se dispone de datos ambientales históricos confiables y de pronósticos del clima regularmente,

c) El barco de colocación del gasoducto debe disponer de pronósticos de clima periódicas por parte de un centro meteorológico reconocido y complementarse con datos ambientales históricos.

304.10.3 Requisitos para la instalación

a) Se debe registrar todo el material para la instalación embarcado.

b) Se deben evitar daños que puedan ser causados por el manejo y almacenamiento de tubos, recubrimientos, ensambles y accesorios en los barcos de suministro y de colocación. Los equipos y dispositivos de manejo, por ejemplo, cables y ganchos, se deben diseñar para evitar daños a los tubos, recubrimientos, ensambles y accesorios. Los tubos se deben almacenar sobre estantes y sujetarse en forma adecuada. Se deben determinar alturas máximas de apilamiento para evitar cargas excesivas sobre los tubos, recubrimientos o ánodos.

c) Se debe inspeccionar en cuanto a daños, cantidad e identificación todo el material a su llegada. Los elementos dañados deben identificarse claramente y separarse para ser reparados o devueltos a la brevedad posible.

d) La colocación de tubos en áreas congestionadas, en la vecindad de instalaciones existentes y en los cruzamientos con tubos y cables, debe realizarse utilizando sistemas de posicionamiento local con una exactitud especificada y patrones de anclaje adecuados. Se deben tomar medidas para proteger contra daños a las instalaciones, cables y tuberías existentes. Dichas operaciones y la colocación de los tubos sobre el lecho marino deben monitorearse por medio de Vehículos Operados a Control Remoto.

e) Las juntas individuales entre tubos se deben marcar de conformidad con un sistema de rastreo de tubos establecido.

f) La inspección y el recubrimiento de las juntas de campo deben cumplir con los requisitos de diseño.

g) Se debe inspeccionar cómo queda colocado el gasoducto, ya sea por un monitoreo continuo del punto de colocación sobre el lecho marino o desde un barco especial para dicha inspección.

304.11 Tracción hacia la costa. Con relación a la tracción que debe aplicarse a la tubería para colocarla en la trayectoria establecida hacia la costa, se debe considerar lo siguiente:

304.11.1 Especificaciones. Se deben especificar los requisitos para la ejecución, inspección y pruebas de tracción hacia la costa de la tubería considerando la naturaleza del sitio de instalación particular. Los problemas específicos de tracción hacia la costa deben estar señalados en las especificaciones de instalación y pruebas.

304.11.2 Manual de instalación. Se debe preparar un manual de instalación, el cual debe cubrir:

a) La descripción de la configuración de la terminal costa afuera, instrumentación y equipo.

b) La descripción de la configuración de la terminal en la costa, instrumentación y equipo.

c) Las operaciones especiales.

304.11.3 Procedimientos de instalación. Se deben preparar procedimientos de instalación que incluyen, pero no se limitan a lo siguiente:

a) Instalación de la cabeza de tracción

b) Soldadura de la cadena de tubos

c) Control de tensión

d) Control de torsión

e) Monitoreo por Vehículos Operados a Control Remoto, cuando sea aplicable

f) Otras operaciones críticas

g) Preparación del sitio y montaje del malacate

h) Dragado y excavación de trincheras

i) Dispositivos para flotación, cuando resulte aplicable; y

j) Control de posición en trincheras, túneles, entre otros, según sea aplicable.

304.11.4 Procedimientos contra imprevistos. Se deben preparar especificaciones de instalación y realización de pruebas, así como procedimientos contra imprevistos que cumplan con los requisitos de esta norma y que cubran al menos las situaciones siguientes:

- a) Tensión del cable que excede los límites aceptables
- b) Torsión excesiva de la cadena de tubos
- c) Falla del Vehículo Operado a Control Remoto
- d) Otras situaciones críticas o de emergencia

304.11.5 Requisitos para la colocación del gasoducto

a) Se debe preparar el lecho marino, si es necesario.

b) Se debe demostrar que la resistencia a la abrasión del recubrimiento del gasoducto es adecuada para las condiciones de colocación.

c) La cabeza de tracción se debe instalar de modo que se eviten esfuerzos excesivos en el gasoducto y se realice una conexión segura.

d) Se deben utilizar dispositivos de flotación en caso de requerirse para mantener la tensión dentro de límites aceptables.

e) Se requiere un monitoreo continuo de la tensión del cable y de la fuerza de tracción durante la colocación.

304.12 Operaciones de interconexión. Los procedimientos de interconexión deben incluir al menos, lo siguiente:

304.12.1 Levantamiento y preparación para las operaciones de interconexión de la sección de gasoducto o tubo ascendente.

a) Control de alineación y configuración.

b) Conexión mecánica o soldada.

c) En caso de utilizarse métodos submarinos, se requieren procedimientos adicionales para cubrir los aspectos de seguridad y operación de las actividades submarinas.

304.12.2 Procedimientos de contingencia, los cuales deben considerar, al menos, lo siguiente:

a) Condiciones climáticas que excedan las condiciones límite de operación antes de completar la interconexión.

b) Aspectos adicionales para cubrir los rubros de seguridad y operación de las actividades por debajo del agua en caso de utilizarse métodos submarinos.

304.13 Inspección del gasoducto como quedó colocado. La inspección del gasoducto instalado debe incluir, al menos, lo siguiente:

304.13.1 Mapa detallado de la posición del gasoducto, incluyendo la ubicación de interconexiones, montajes en línea, anclaje y estructuras de protección, Interconexiones, soportes, entre otros.

304.13.2 Mediciones de desalineación, en su caso.

304.13.3 Profundidad de la cubierta o de la trinchera, en su caso.

304.13.4 Cuantificación de las longitudes y alturas de los tramos libres, incluyendo las tolerancias correspondientes.

304.13.5 Ubicación de las áreas dañadas de la tubería, recubrimiento y ánodos.

304.13.6 Ubicación de cualquier área con socavación o erosión a lo largo del gasoducto y lecho marino adyacente.

304.13.7 Verificación de que el estado del recubrimiento grueso o sistemas de anclaje para estabilidad en el fondo de la trinchera, se apeguen a la especificación.

304.13.8 Descripción de derrumbes, desechos u otros objetos que pudieran afectar el sistema de protección catódica o perjudicar de algún modo el gasoducto, en su caso.

304.13.9 Grabación en video del gasoducto una vez instalado por completo.

305. Pruebas preoperativas

305.1 Procedimientos para pruebas finales y preparación para la operación. Todas las operaciones y pruebas se deben realizar de conformidad con los procedimientos convenidos.

305.1.1 Limpieza y calibración. La limpieza y calibración de la tubería pueden combinarse con el llenado inicial de la misma, realizarse como una operación separada o combinarse con la eliminación de esferas de soldadura después de terminar la interconexión.

a) Si el agua permanece dentro de la tubería durante un tiempo prolongado, debe considerarse el control del crecimiento de bacterias y de la corrosión interna.

b) Se deben considerar los posibles efectos dañinos y su impacto en el ambiente durante y después de la eliminación del agua de prueba de sustancias químicas agregadas, por ejemplo, inhibidores de la corrosión, eliminadores de oxígeno y de organismos vivos, colorantes, entre otros.

c) Para la limpieza de la tubería se debe considerar lo siguiente:

1. Protección contra daños de componentes del gasoducto que pudieran causar los diablos y fluidos de limpieza
2. Dispositivos de pruebas como esferas de aislamiento, entre otros
3. Eliminación de sustancias que pudieran contaminar el gas natural que se transportará
4. Eliminación de costras, escamas y partículas de pruebas
5. Organismos y residuos de fluidos de prueba
6. Residuos químicos
7. Eliminación de partículas metálicas que pudieran afectar las actividades futuras de inspección

a) El requisito básico de calibración consiste en pasar a lo largo del gasoducto una placa metálica con diámetro de 97% del diámetro interior nominal del mismo.

b) El diseño del tren de calibración y limpieza, número y tipo de diablos, necesidad de limpieza química, velocidad del tren, entre otros, se debe decidir con base en el tipo y longitud del gasoducto, métodos de construcción, pendientes en la ruta del mismo, tipo de servicio y procesos aguas abajo, principalmente.

305.1.2 Pruebas de presión del sistema

a) La prueba de presión del gasoducto se debe realizar con base en la presión de prueba del sistema determinada de conformidad con el código de diseño aplicable. Por lo general, una prueba debe abarcar la tubería entre trampas de diablos y debe incluir todos los componentes y conexiones del gasoducto. La prueba se debe realizar después que todas las obras de instalación, construcción y protección del gasoducto hayan sido terminadas. Por lo general, la prueba de presión se realiza para comprobar la hermeticidad y resistencia mecánica, y para detectar cualquier fuga en el gasoducto.

b) El sistema puede probarse por secciones separadas siempre que las soldaduras de interconexión entre dichas secciones se sometan a pruebas radiográficas, ultrasónicas y de partículas magnéticas al 100% o la combinación de otros métodos que aseguren la integridad de las soldaduras y que se tenga la misma o mejor calidad de las soldaduras aceptadas.

c) La sección del gasoducto bajo prueba se debe aislar de otras tuberías e instalaciones. Las pruebas a presión no deben realizarse contra válvulas en línea, a menos que se considere una posible fuga o daño a las mismas y que las válvulas estén diseñadas y probadas para la presión de prueba. Se debe considerar el aislamiento de líneas de diámetro menor y de conexiones para instrumentos para evitar una posible contaminación.

306. Operación y mantenimiento

306.1 Procedimientos. Antes de iniciar el proceso para poner en operación el gasoducto, se deben establecer procedimientos detallados para la operación y mantenimiento. Como mínimo, estos procedimientos deben contener la información siguiente:

306.1.1 Organización y administración

306.1.2 Procedimientos de puesta en servicio y paro

306.1.3 Limitaciones operativas

306.1.4 Limpieza y otro tipo de mantenimiento, por ejemplo, corrida de diablos

306.1.5 Control de la corrosión, incluyendo inspección y monitoreo

306.1.6 Inspección

306.1.7 Procedimientos de emergencia

306.1.8 Procedimientos de elaboración de informes

306.1.9 Los procedimientos para actividades especiales o no rutinarias, se deben preparar según se requiera, por ejemplo, en caso de modificaciones y reparaciones mayores.

307. Documentación

El permisionario debe tener un sistema de control de la documentación del gasoducto. La documentación debe cubrir el diseño, fabricación, manufactura, instalación y puesta en operación de la terminal.

307.1 Documentación de diseño. El diseño se debe documentar adecuadamente para permitir la verificación por parte de la unidad de verificación y de la CRE. Como mínimo, esta documentación debe contener los puntos siguientes:

307.1.1 Filosofía y datos de diseño

307.1.2 Ruta del gasoducto

307.1.3 Características físicas y químicas del gas natural que se conducirá

307.1.4 Selección de materiales, tubos y componentes del gasoducto

307.1.5 Perfil de temperatura-presión y expansión del gasoducto

307.1.6 Análisis de resistencia de los tubos ascendentes y de sus soportes

307.1.7 Análisis de resistencia y estabilidad del gasoducto colocado

307.1.8 Análisis de riesgos, según sea aplicable

307.1.9 Diseño de protección

307.1.10 Control de la corrosión interna y externa

307.1.11 Diseño de la protección catódica

307.1.12 Especificaciones de fabricación y contracción de los materiales

307.1.13 Procedimientos de operación, mantenimiento e inspección

307.1.14 Instalación y puesta en operación

307.2 Se deben suministrar dibujos para la fabricación e instalación del gasoducto, incluyendo pero sin limitarse, a lo siguiente:

307.2.1 Ruta del gasoducto, incluyendo información sobre topografía y propiedades del lecho marino, plataformas existentes y futuras, ductos, cables, pozos submarinos, rutas de buques, entre otros.

307.2.2 Cruzamientos de tuberías

307.2.3 Disposición de las instalaciones en la plataforma, tubos ascendentes y sus sistemas de protección, zonas de carga, áreas de desembarque de botes, entre otros, según resulte aplicable.

307.2.4 Fabricación de carretes

307.2.5 Protección del gasoducto

307.2.6 Fabricación de tubos ascendentes y de sus abrazaderas

307.3 Documentación de cómo quedó construido el gasoducto. La documentación de cómo quedó construido el gasoducto debe incluir, pero sin limitarse a lo siguiente:

307.3.1 Planos de ingeniería definitivos

307.3.2 Certificados de materiales

307.3.3 Registros de instalación, realización de pruebas preoperativas y puesta en operación

307.3.4 Registros de soldaduras

307.3.5 Registros de inspección

307.3.6 Registros de intervención

307.3.7 Registros de la puesta en operación

Parte 4. Procedimiento para la evaluación de la conformidad

401. Objetivo

El presente Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad (PEC), tiene por objeto establecer la metodología para la determinación del grado de cumplimiento del permisionario con la Norma Oficial Mexicana NOM-013-SECRE-2004, con el diseño, construcción, operación y mantenimiento de los diversos tipos de terminales de almacenamiento de gas natural licuado que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción conducción, vaporización y entrega de gas natural.

402. Referencias

Para la correcta aplicación de este PEC es necesario consultar la Norma Oficial Mexicana NOM-013-SECRE-2004, Requisitos de seguridad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de terminales de almacenamiento de gas natural licuado que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conducción, vaporización y entrega de gas natural.

402.1 De conformidad con el artículo 49 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, el permisionario puede solicitar autorización de la Comisión Reguladora de Energía para utilizar o aplicar bajo su responsabilidad materiales, equipos, procesos, métodos de prueba, mecanismos, procedimientos o tecnologías alternativos, acompañando dicha solicitud de la evidencia científica u objetiva necesaria que compruebe que con la alternativa planteada se da cumplimiento a las finalidades de la NOM.

403. Definiciones

Para efectos de este procedimiento, los siguientes términos se entenderán como se describe a continuación:

403.1 Acta circunstanciada: El Documento expedido por la UV o por el Tercero Especialista en cada uno de los periodos de verificación, en la cual se hacen constar los hechos ocurridos durante la verificación. El acta circunstanciada debe contener, por lo menos, los datos siguientes: nombre, denominación o razón social del permisionario; hora, día, mes y año, en que se inicie y en que 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 usuario, número y fecha del contrato u orden de servicio que la motivó; nombre y cargo de la persona con quien se entendió la diligencia; nombre y domicilio de las personas que fungieron como testigos; datos relativos a la actuación, y nombre y firma de quienes intervinieron en la diligencia.

403.2 Dictamen: El Documento que emite la UV o el Tercero Especialista mediante el cual se determina el grado de cumplimiento con la NOM y las Normas Aplicables de conformidad con la tecnología propuesta bajo responsabilidad del permisionario.

403.3 Evaluación de la conformidad: La determinación del grado de cumplimiento con la NOM y las Normas Aplicables.

403.4 Evidencia objetiva: La información que puede ser probada como verdadera, basada en hechos obtenidos por medio de observación, medición, prueba u otros medios.

403.5 Operación comercial: La etapa de la terminal de almacenamiento durante la cual el permisionario respectivo presta el servicio de almacenamiento de GNL a sus clientes a cambio de los pagos o contraprestaciones establecidas en el permiso correspondiente.

403.6 Tercero Especialista (TE): La persona moral aprobada por la CRE para auxiliarla en la realización de la evaluación de la conformidad con la NOM y las Normas Aplicables, en los términos de la LFMN, hasta en tanto se acreditan y se aprueban UV.

403.7 Unidad de Verificación (UV): La persona moral acreditada por la Entidad Mexicana de Acreditación (EMA) y aprobada por la CRE conforme lo establece la LFMN, que realiza actos de verificación.

403.8 Verificación: La constatación ocular, comprobación mediante medición y examen de documentos que se realizan para evaluar la conformidad con la NOM.

404. Disposiciones generales

404.1 La verificación en los términos de la LFMN se realizará mediante un programa detallado de verificación, el cual estará en concordancia con el programa de IPC (Ingeniería, Procuración, Construcción y Puesta en Servicio) del Proyecto.

404.2 La UV o el TE y el permisionario definirán, con apego a lo establecido en esta NOM, los términos y condiciones del programa detallado de la verificación.

404.3 El programa debe cubrir la verificación del cumplimiento con los requisitos establecidos en la NOM y en las Normas Aplicables.

404.4 El programa de verificación debe establecer el objetivo y alcance de cada una de las verificaciones; justificándolos con base en los resultados de las verificaciones antecedentes.

404.5 En cada verificación la UV o el TE debe levantar un Acta circunstanciada, en la cual debe asentar los cumplimientos y, en su caso, los incumplimientos con la NOM y las Normas Aplicables, para que el permisionario solviente las no conformidades y observaciones en el plazo que se le fije en dicha acta.

404.6 El permisionario puede formular los comentarios que estime pertinentes y ofrecer pruebas a la UV o el TE durante la verificación o dentro del plazo máximo de diez días hábiles siguientes a la fecha en que se haya levantado el Acta circunstanciada.

404.7 La UV o el TE, debe elaborar el dictamen con base en las actas circunstanciadas. La UV o el TE no podrá emitir un dictamen hasta que se hayan solventado todas las no conformidades y observaciones registradas en las Actas circunstanciadas.

404.8 En el dictamen se debe especificar la documentación bajo la cual se realizó la verificación y las condiciones finales de cómo fue aprobado el componente correspondiente de la terminal de almacenamiento de GNL.

404.9 La UV o el TE, debe entregar el dictamen de verificación al permisionario y éste debe entregar el dictamen a la CRE para los efectos legales a que haya lugar en los términos de la legislación aplicable.

404.9.1 El dictamen de la UV o del TE debe contener, al menos, la información siguiente:

a) Actas circunstanciadas generadas durante las diferentes etapas del programa detallado de la verificación, incluyendo la verificación documental y la verificación en campo.

b) Evidencias objetivas de las inspecciones, mediciones, pruebas y otros medios que se aplicaron para realizarla; así como de los resultados obtenidos.

c) Normas, métodos y procedimientos aplicados para inspecciones y pruebas, así como los instrumentos, equipos y dispositivos utilizados en su aplicación.

d) Resultados obtenidos de las mediciones realizadas.

e) Observaciones y comentarios sobre las características que no se evalúan por medición.

404.10 Los gastos que se originen por los servicios de verificación deben ser a cargo del permisionario en conformidad con el artículo 91 de la LFMN.

405. Procedimiento

405.1 La evaluación de la conformidad con la NOM se debe realizar mediante programas de verificación durante las fases de desarrollo de la terminal de almacenamiento de GNL siguientes:

405.1.1 Antes de comenzar la construcción de la terminal se debe realizar la evaluación de la Ingeniería básica y de diseño del proyecto (IBDP), así como del alcance y contenido de los contratos de Ingeniería, Procuración y Construcción (IPC), a fin de verificar su cumplimiento con la NOM. La evaluación de la conformidad en la etapa de IBDP incluye sin limitación, la revisión y validación de documentos aprobados de ingeniería básica y de diseño, planos, memorias de cálculo de procesos y sistemas, seguridad industrial, protección ambiental, integridad física de la instalación y la confiabilidad de la operación.

405.1.2 Durante la construcción se debe realizar la evaluación de los materiales, procesos y procedimientos de construcción, pruebas preoperativas y puesta en servicio. La evaluación de la conformidad en la etapa de procuración incluye sin limitación, la validación de los materiales, equipos e instrumentos en cumplimiento con las normas y especificaciones técnicas de diseño, adquisiciones de bienes o servicios relacionados con las instalaciones nuevas y en operación.

405.1.3 La evaluación de la conformidad durante la etapa de construcción incluye sin limitación, la inspección y monitoreo de los trabajos definidos por el verificador en su programa detallado de verificación, mediante la revisión, entre otros, de las siguientes actividades:

a) Aplicación del plan de calidad de conformidad con la sección correspondiente de esta NOM.

b) Validación y verificación de la aplicación de los procedimientos de construcción.

c) Verificación de la realización de pruebas no destructivas y otras aplicables.

d) Verificación de la certificación del personal especializado.

e) Atestiguamiento de pruebas preoperativas y eventos críticos.

f) Trazabilidad de materiales y equipos.

g) Revisión y verificación de los planos de cómo quedó construido el sistema.

405.1.4 Antes del inicio de la operación se debe evaluar el cumplimiento de la NOM y verificar que la terminal de almacenamiento de GNL cumple con las especificaciones de diseño, construcción, pruebas preoperativas, puesta en servicio, seguridad y operación en cada uno de los aspectos específicos del diseño y la operación de la terminal.

405.1.5 Durante la vida útil de la terminal se debe realizar la evaluación de la operación, mantenimiento y seguridad de la terminal conforme a los programas anuales del permisionario aprobados por la CRE.

405.2 La verificación debe ser realizada por una UV o bien, en ausencia de ésta, por un TE aprobado por la CRE, para lo cual, el permisionario debe presentar previamente a la CRE la documentación que acredite la capacidad de las empresas propuestas para realizar la verificación y emitir los dictámenes correspondientes. La mención de un TE en las disposiciones siguientes no es, por lo tanto, indistinta de una UV.

405.3 La UV o el TE verificará que las etapas y plazos para el desarrollo de las fases de IBDP e IPC, construcción, puesta en servicio y operación comercial de la terminal de almacenamiento de GNL hayan sido aprobados por la CRE e integrados como parte del título de permiso respectivo.

405.4 La UV o el TE debe emitir el dictamen sobre la IBDP y los contratos IPC con la anticipación necesaria para que el permisionario los presente a la CRE dentro del plazo establecido en el título de permiso correspondiente, antes del comienzo de los trabajos construcción de cada componente de la terminal de almacenamiento de GNL, esto es, el muelle y los sistemas de recepción conducción, almacenamiento y vaporización de GNL, entre otros.

405.5 Para cada componente de construcción, la UV o el TE debe emitir los programas anuales de las verificaciones propuestas desglosados mensualmente de los trabajos de construcción, con la anticipación necesaria para que el permisionario los presente a la CRE dentro del plazo establecido en el título de permiso correspondiente.

405.6 En caso de que la construcción de la terminal de almacenamiento de GNL tenga una duración mayor de un año, la UV o TE debe emitir los dictámenes del año calendario anterior y los programas para el año calendario actual desglosados mensualmente relativos a los trabajos de construcción y de las verificaciones respectivas, con la anticipación necesaria para que el permisionario los presente a la CRE dentro del plazo establecido en el título de permiso correspondiente.

405.7 La UV o el TE debe emitir con la anticipación necesaria para que el permisionario lo presente a la CRE dentro del plazo establecido en el título de permiso correspondiente, antes de la fecha de inicio de la operación comercial de la terminal de almacenamiento de GNL, el dictamen relativo a la construcción, incluyendo las inspecciones, pruebas preoperativas realizadas y la puesta en servicio de la terminal de almacenamiento de GNL, en relación con los requisitos especificados en la NOM y con la tecnología propuesta por el permisionario y previamente aprobada por la CRE. El dictamen debe especificar la documentación definitiva de la construcción de la terminal de almacenamiento de GNL.

405.8 La UV o el TE debe emitir con la anticipación necesaria para que el permisionario lo presente a la CRE antes de la fecha de inicio de la operación comercial, el dictamen relativo al programa anual de operación y mantenimiento de la terminal de almacenamiento de GNL.

405.9 Durante la vida útil de la terminal, la UV o el TE debe verificar con la anticipación necesaria para que el permisionario presente a la CRE, dentro del plazo establecido en el título de permiso correspondiente, los dictámenes del año anterior así como los programas anuales actualizados y desglosados en forma mensual de operación y mantenimiento de la terminal de almacenamiento de GNL y de las verificaciones correspondientes especificando las fechas en que se realizarán.

405.10 La UV o el TE debe verificar que las ampliaciones, extensiones, modificaciones y reparaciones mayores de las terminales de almacenamiento de GNL, cumplan con los procedimientos establecidos en los incisos 404.2 a 404.9 anteriores.

405.11 La UV o el TE debe verificar que el permisionario conserve durante la vida de la terminal de almacenamiento de GNL los dictámenes emitidos por UV o TE.

405.12 La UV o el TE debe verificar que el permisionario no ponga en operación ningún sistema de la terminal de almacenamiento de GNL o cargar dicho sistema con GNL o gas natural, hasta en tanto se hayan solventado todas las no conformidades establecidas en el Acta circunstanciada elaborada por la UV o el TE, que pudieran comprometer la seguridad de ese sistema o de la terminal de almacenamiento de GNL. La UV o el TE verificará que el permisionario haya solventado las no conformidades y observaciones satisfactoriamente de conformidad con lo establecido en la NOM.

406. Requisitos de la verificación

406.1 Verificación de documentación: La documentación que se menciona en este inciso debe ser conservada por el permisionario durante la vida útil de la terminal de almacenamiento de GNL. Durante la verificación de las terminales de almacenamiento de GNL la UV o el TE debe verificar que el permisionario cuente con la documentación siguiente para su evaluación y análisis:

406.1.1 Título de permiso y sus anexos;

406.1.2 Documentación de la tecnología propuesta por el permisionario y aprobada por la CRE para ser aplicada en la terminal de almacenamiento de GNL.

406.1.3 NOMS que debe cumplir la terminal de almacenamiento de GNL.

406.1.4 Normas Aplicables de acuerdo con la tecnología propuesta por el permisionario.

406.1.5 Manuales, planes y procedimientos que se mencionan en la NOM.

406.1.6 Diagramas de flujo y planos de ingeniería que forman parte integral del proyecto en sus diferentes etapas: diseño, seguridad, construcción, pruebas, operación y mantenimiento.

406.1.7 Registros requeridos por la NOM.

406.1.8 Ingeniería Básica y de Diseño del Proyecto (IBDP), en la cual se deben identificar, al menos, los puntos siguientes:

a) Filosofía y datos de diseño.

b) Características físicas y químicas del GNL consideradas en el diseño.

c) Riesgos considerados en el diseño de los sistemas de protección de la terminal.

d) Memoria técnico descriptiva del diseño de las instalaciones de la terminal.

e) Actualización de los análisis de riesgos realizados durante el desarrollo de la IBDP.

f) Control de cambios de ingeniería realizados durante el desarrollo de la IBDP, fechas en que fueron realizados y documentación que avale su aprobación.

g) Procedimientos de construcción, inspección, pruebas preoperativas y puesta en servicio prescritos para los contratos de IPC.

h) Procedimientos prescritos para la operación y mantenimiento, cierre temporal y definitivo de la terminal de almacenamiento de GNL.

i) Planes y programas de capacitación del personal para la operación, mantenimiento y seguridad de la terminal.

406.1.9 Contratos de Ingeniería, Procuración y Construcción (IPC) en los cuales se debe determinar, al menos, las características siguientes:

a) Materiales, componentes y equipos comprados para la construcción y pruebas, operación y mantenimiento y seguridad de la terminal de almacenamiento de GNL, que deben considerar lo siguiente:

1. Procedimientos de adquisición que incluya el control de los productos comprados desde su fabricación, almacenamiento e instalación en la terminal, hasta su reemplazo.

2. Especificaciones y Normas Aplicables y procedimientos para el control de calidad.

3. Certificados de los fabricantes de cumplimiento con las Normas Aplicables para cada producto.

b) Construcción, pruebas y puesta en servicio de la terminal de almacenamiento de GNL, que deben incluir lo siguiente:

2. Procedimientos que se deben aplicar en campo para la construcción, soldadura, tratamientos térmicos, pruebas e inspecciones que incluyan las Normas Aplicables.

3. Registros de la calificación de aptitud y certificaciones del personal que interviene en los trabajos de construcción.

4. Bitácora de las actividades diarias en campo.

5. Control de cambios de ingeniería realizados durante la construcción, fecha en que fueron realizados y documentación que avale su aprobación, así como la memoria técnico descriptiva de cómo quedó construida la terminal de almacenamiento de GNL.

6. Registro de los resultados de las inspecciones y pruebas realizadas, así como de las acciones derivadas de las mismas y los resultados de dichas acciones.
7. Procedimiento que se debe aplicar para la puesta en servicio de la terminal de almacenamiento de GNL y bitácora de dichas actividades diarias.

406.2 Verificación en campo.

406.2.1 Durante la fase de construcción y puesta en servicio de la terminal de almacenamiento de GNL se deben realizar las verificaciones necesarias para evaluar el cumplimiento de las instalaciones de GNL con la información documental aprobada durante la etapa de la verificación documental.

406.2.2 Durante las actividades de operación y mantenimiento se debe verificar que la documentación y registros de operación y mantenimiento correspondan con las condiciones actuales de la terminal de almacenamiento de GNL y las conserve el permisionario al menos cinco años. Estos documentos deben considerar, al menos, los aspectos siguientes:

- a) Estructura organizativa del permisionario actualizada.
- b) Estudio de riesgos correspondiente a las condiciones actuales de la terminal.
- c) Plan integral de seguridad y protección civil actualizado.
- d) Plan de aseguramiento de calidad actualizado.
- e) Procedimientos aplicados y bitácora de la operación diaria de la terminal, incluyendo el registro de condiciones normales, anormales y de emergencia; de las acciones derivadas y de los resultados de dichas acciones.
- f) Registro de la calificación de aptitud y, en su caso, certificaciones del personal que desempeña los trabajos de operación y mantenimiento.
- g) Procedimientos de mantenimiento aplicados y bitácora de las actividades diarias de mantenimiento, incluyendo el registro de las inspecciones rutinarias de la instalación.
- h) Registro de las inspecciones y pruebas así como de los trabajos de mantenimiento realizados en cada uno de los componentes de la terminal de almacenamiento de GNL que incluya tanto el mantenimiento preventivo como correctivo.
- i) Planos de ingeniería que muestren la ubicación de los sistemas o componentes con protección contra la corrosión atmosférica, externa e interna y de la protección catódica, así como el registro del mantenimiento de estos sistemas.
- j) Seguridad. Los registros y la documentación sobre seguridad deben conservarse actualizados durante la vida de la terminal de almacenamiento de GNL y debe comprender, entre otros, los planes y programas para prevención y control de emergencias y registros de actividades realizadas en estos aspectos y de contener registros de todos los eventos o incidentes en los cuales hayan habido riesgos para el personal y las instalaciones y las acciones que se tomaron para corregir las condiciones que las propiciaron.
- k) Capacitación. Los registros y la documentación de capacitación de personas debe conservarse hasta un año después de que no se hayan asignado trabajos en la terminal de almacenamiento de GNL a dicha persona y deben contener lo siguiente:
 1. Evidencia de la capacitación y entrenamiento recibido y concluido satisfactoriamente por el personal asignado de operación y mantenimiento.
 2. Planes de capacitación y entrenamiento para calificar nuevamente los conocimientos recibidos y para trabajos nuevos.

407. Bibliografía

407.1 Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

407.2 Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

407.3 Reglamento de Gas Natural.

407.4 De la siguiente lista de referencias, los códigos NFPA 59A, BS EN 1473, DNV-OS-F101 y EN 1160 constituyen los documentos fundamentales en materia de diseño, seguridad, construcción, operación y mantenimiento sobre los cuales se basó esta NOM.

407.5 NFPA 59A Standard for the Production, Storage and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG) 2001 Edition.

407.6 BS EN 1473: 1997 Installation and equipment for liquefied natural gas.- Design of onshore installations. Se han reproducido secciones de esta Norma con la autorización de BSI bajo la licencia número 2002SK/0261. Las normas de

British Standards Institution pueden ser obtenidas en BSI Customer Services, 389 Chisweek High Road, London W4 4AL (teléfono 44 (0) 20 8996 9001).

407.7 DNV-OS-F101 (Offshore Standard), Submarine Pipeline Systems 2000. Det Norske Veritas (DNV) ha autorizado a la CRE incorporar las secciones correspondientes del código DNV-OS-F101 en la Parte 3 la NOM-013-SECRE-2004, Relativa al diseño de gasoductos submarinos.

407.8 EN 1160 Installation and equipment for liquefied natural gas.- General characteristics of liquefied natural gas.

407.9 Lloyd's Register EMEA, ha autorizado a la CRE incorporar las secciones correspondientes del Report. No. OFU/DA/03005, Classification of Offshore Gravity Based Liquefied Gas Terminals, Guidance Notes, en las secciones 206 y 207 de la NOM-013-SECRE-2004, sin responsabilidad alguna para Lloyd's Register Group.

407.10 American National Standards Institute (ANSI)

407.10.1 ANSI/NFPA 72. National Fire Alarm Code.

407.11 American Petroleum Institute (API)

407.11.1 API 620 Design and Construction of Large, Welded, Low-Pressure Storage Tanks.

407.11.2 API 6D, Specification for Pipeline Valves.

407.12 American Society of Mechanical Engineers (ASME)

407.12.1 ASME B 31.3 Process Piping.

407.12.2 ASME B 31.5 Refrigeration Piping.

407.12.3 ASME B 31.8 Gas Transmission and Distribution Piping Systems.

407.12.4 ASME Boiler and Pressure Vessel Code Section VIII.

407.13 American Society of Testing and Materials (ASTM)

407.13.1 ASTM E 380 Standard practice for the use of the International System of Units (SI).

407.14 Gas Research Institute (GRI)

407.14.1 GRI 0176 LNGFIRE: A thermal radiation model for LNG fires.

407.14.2 GRI 0242 LNG vapor dispersion prediction with the DEGADIS Dense Gas Dispersion Model.

407.15 National Association of Corrosion Engineers (NACE)

407.15.1 NACE RP 0169 Control of External Corrosion of Underground or Submerged Metallic Piping Systems.

407.16 National Fire Protection Association (NFPA)

407.16.1 NFPA 10-Standard for Portable Fire Extinguishers.

407.16.2 NFPA 1221 Standard for the Installation, Maintenance and Use of Emergency Services Communications Systems.

407.16.3 NFPA 600 Standard on Industrial Fire Brigades.

407.16.4 NFPA 70 National Electrical Code.

407.16.5 NFPA 78 National Fire Alarm Code.

407.17 European Norms (EN)

407.17.1 PrEN 1474 Installation and equipment for liquefied natural gas.- Design and testing of loading/unloading arms.

407.17.2 PrEN 1532 Installation and equipment for liquefied natural gas.-Ship to shore interface for liquefied natural gas.

407.18 Comisión Federal de Electricidad.

407.18.1 Manual de Diseño de Obras Civiles. Diseño por Sismo.

407.19 Building Seismic Safety Council.

407.19.1 Recommended Provisions for Seismic Regulations for New Buildings and other Structures.

Bibliografía para la Parte 2. Terminales de almacenamiento de GNL mar adentro o costa afuera y para la Parte 3.- Gasoductos submarinos.

407.20 American Bureau of Shipping (ABS)

407.20.1 ABS Guide for Building and Classing Offshore LNG Terminals.

407.20.2 ABS Rules for Building and Classing Steel Vessels, Part 5, Chapter 8 Vessels Intended to Carry Liquefied Gases in Bulk.

407.21 American Concrete Institute (ACI)

407.21.1 ACI 357R – 84 Guide for the Design and Construction of Fixed Offshore Concrete Structures

407.22 American Petroleum Institute (API)

407.22.1 API RP 14C Recommended Practice for Analysis, Design, Installation and Testing of Basic Surface Safety Systems for Offshore Petroleum Platforms.

407.22.2 API RP 14E Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems.

407.22.3 API RP 14F Recommended Practice for Design and Installation of Electrical Systems for Fixed and Floating Offshore Petroleum Facilities.

407.22.4 API RP 14G Recommended Practice for Fire Prevention and Control on Open Type Offshore Production Platforms.

407.22.5 API RP 14J Recommended Practice for Design and Hazards Analysis for Offshore Production Facilities.

407.22.6 API RP 500 Recommended Practice for the Classification of Areas for Electrical Locations at Petroleum Facilities.

407.22.7 API RP 1111 Design, Construction, Operation, and Maintenance of Offshore Hydrocarbon Pipelines.

407.23 Det Norske Veritas (DNV)

407.23.1 DNV-OS-F101 Submarine Pipeline Systems 2000.

407.24 International Maritime Organization (IMO).

407.24.1 IMO Gas Code. International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk, and amendments

407.25 International Standards Organization (ISO)

407.25.1 ISO 13623 Petroleum and Natural Gas Industries -- Pipeline Transportation Systems.

407.26 European Norms (EN)

407.26.1 EN-ISO 13819-1 Petroleum and Natural Gas Industries-Offshore Structures, Part 1: General Requirements.

407.26.2 EN-ISO 13819-3 Petroleum and Natural Gas Industries-Offshore Structures, Part 3: Fixed Concrete Structures.

407.27 Lloyd's Register.

407.27.1 Rpt. No: GN/02015 Classification of Offshore LNG Production & Storage Installations- Guidance notes.

407.28 Norwegian Standard.

407.28.1 NS 3473 Concrete Structures, Design Rules.

408. Concordancia con normas internacionales

La presente Norma Oficial Mexicana no concuerda con ninguna norma internacional por no existir referencia alguna al momento de su publicación.

409. Vigilancia

La Secretaría de Energía, por conducto de la Comisión Reguladora de Energía, es la autoridad competente para vigilar, verificar y hacer cumplir las disposiciones contenidas en esta Norma Oficial Mexicana.

México, D.F., a 30 de septiembre de 2004.- El Presidente, **Dionisio Pérez-Jácome**.- Rúbrica.- El Comisionado y Presidente del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por Medio de Ductos, **Raúl Monteforte**.- Rúbrica.- Los Comisionados: **Francisco Barnés, Adrián Rojí**.- Rúbricas.

APENDICE INFORMATIVO

La información presentada en este apéndice pretende facilitar la interpretación de los términos y unidades de medida aplicados en la NOM con los términos y unidades correspondientes que se aplican en las normas internacionales y en las prácticas internacionalmente reconocidas en la industria del gas natural, tiene carácter estrictamente informativo y de ninguna manera es de aplicación obligatoria.

Traducción de los términos aplicados en el texto de la NOM que se aplican en las normas internacionales y las prácticas internacionalmente reconocidas

	Término en español	Abreviat ura	Término en inglés	Abrevia tura
	Aluminato Tricálcico	C3A	Tricalcium Aluminates	C3A
	Análisis del Efecto de Modo de Falla	AEF	Failure Mode Effect Analysis	FMEA
	Aseguramiento de Calidad	AC	Quality Assurance	QA
	Bacterias Reductoras de Sulfatos	BRS		
	Cimiento en el Fondo del Mar	CFM		
	Cimiento Fijo por Gravedad	CFG	Gravity Based Foundation	
	Condiciones Ambientales de Diseño	CAD	Design Environmental Conditions	
	Condiciones Ambientales de Operación	CAO	Operating Environmental Conditions	
	Corrosión Microbiológica	CM	Microbiologically Influenced Corrosion	MIC
0	Diseño por Factor de Carga y Resistencia	DFCR	Load and Resistance Factor Design	LRFD
1	Esfuerzo de Diseño Permisible	EDP	Allowable Stress Design	ASD
2	Estado Límite Accidental	ELA	Accidental Limit State	ALS
3	Estado Límite de Fatiga	ELF	Fatigue Limit State	FLS
4	Estado Límite de Servicio	ELS	Serviceability Limit State	SLS
5	Estado Límite Ultimo	ELU	Ultimate Limit State	UTS
6	Estructura Fija por Gravedad	EFG	Gravity Based Structure	GBS
7	Estudio de Riesgo de la Operación	ERO	Hazard and Operability Study	HAZOP
8	Evaluación de la Función Análisis de Seguridad	EFAS	Safety Analysis Function Evaluation	SAFE
9	Evaporación de GNL		Boil Off Gas or Vapor	BOG
0	Evaporación Súbita de Gas		Roll Over	
1	Gas Natural Licuado	GNL	Liquefied Natural Gas	LNG
2	Ingeniería Básica y de Diseño del Proyecto	IBDP	Front End Engineering and Design	FEED
3	Ingeniería, Procuración y Construcción	IPC	Engineering, Procurement and Construction	EPC
4	Inspección Final		As-Built Survey	
5	Lista de Control de Análisis de Seguridad	LCAS	Safety Analysis Checklist	SAC

6	Marea Astronómica más Alta	MAA	Highest Astronomical Tide	HAT
7	Marea Astronómica más Baja	MAB	Lowest Astronomic Tide	LAT
8	Máxima Presión de Operación Permisible	MPOP	Maximum Allowable Operation Pressure	MAOP
9	Máxima Presión Incidental	MPI	Maximum Incidental Pressure	MIP
0	Máxima Presión Incidental Permisible	MPIP	Maximum Allowable Incidental Pressure	MAIP
1	Método de Arbol de Eventos	MAE	Event Tree Method	ETM
2	Método de Arbol de Fallas		Fault Tree Method	FTM
3	Proceso de fabricación de tubería soldada expandida		Pipe Fabrication Process for Welded Pipes Expanded	UOE
4	Pruebas No Destructivas	PND	Non Destructive Testing	NDT
5	Refugio Temporal de Seguridad	RTS	Temporary Safe Refuge	TSR
6	Resistencia a la Cedencia Mínima Especificada	RCME	Specified Minimum Yield Strength	SMYS
7	Resistencia a la Tensión Mínima Especificada	RTME	Specified Minimum Tension Strength	SMTS
8	Sismo de Operación Base	SOB	Operating Basis Earthquake	OBE
9	Sismo de Paro Seguro	SPS	Safe Shutdown Earthquake	SSE
0	Sismo Máximo Probable	SMP	Maximum Considered Earthquake	MCE
1	Sistema de Monitoreo de Posición	SMP	Position Monitoring System	PMS
2	Sistema de Paro de Emergencia	PDE	Emergency Shutdown Systems	ESD
3	Sistema de Protección Térmica	SPT	Thermal Protection System	TPS
4	Soldaduras Longitudinales por Arco Sumergido		Submerged Arc-Welding Longitudinal	SAWL
5	Tablas de Análisis de Seguridad	TAS	Safety Analysis Tables	TAS
6	Tubo sin costura		Seamless Linepipe,	SML
7	Tubo soldado por alta frecuencia		High Frequency Welded Linepipe	HFW
8	Tubo soldado por arco sumergido		Submerged Arc Welded Linepipe,	SAWL
9	Tubo soldado por rayo de electrónico		Electron Beam Welded Linepipe,	EBW

0	Tubo soldado por rayo láser		Laser Beam Welded Linepipe,	LBW
1	Válvula de Seguridad Submarina	VSS	Sub-sea Safety Valve	SSV
2	Vehículo Operado a Control Remoto	VOR	Remotely Operated Vehicle	ROV

Múltiplos en los sistemas de unidades reconocidos internacionalmente

Valor por el que multiplica la unidad			Sistema de Unidades			
			Internacional		Inglés	
Nombre	Cantidad	Exponencial	Prefijo	Símbolo	Nombre	Símbolo
Un millón	1 000 000	10 ⁶	Mega	M	Million	MM
Mil millones	1 000 000 000	10 ⁹	Giga	G	Billion	B

Equivalencias

1 metro cúbico (m³) = 35,3136 pies cúbicos (pc)

46,4 m³ de GNL (En estado líquido) = 1 MMpc de gas natural (En estado gaseoso)

1 m³ de GNL = 610.29 m³ de gas natural

Fuente : Diario Oficial de la Federación

Fecha de Publicación: 18 Abril de 2005

NOTA ACLARATORIA RELATIVA A LA NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-013-SECRE-2004, REQUISITOS DE SEGURIDAD PARA EL DISEÑO, CONSTRUCCION, OPERACION Y MANTENIMIENTO DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL LICUADO QUE INCLUYEN SISTEMAS, EQUIPOS E INSTALACIONES DE RECEPCION, CONDUCCION, VAPORIZACION Y ENTREGA DE GAS NATURAL. (SUSTITUYE A LA NOM-EM-001-SECRE-2002, REQUISITOS DE SEGURIDAD PARA EL DISEÑO, CONSTRUCCION, OPERACION Y MANTENIMIENTO DE PLANTAS DE ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL LICUADO QUE INCLUYEN SISTEMAS, EQUIPOS E INSTALACIONES DE RECEPCION, CONDUCCION, REGASIFICACION Y ENTREGA DE DICHO COMBUSTIBLE, PUBLICADA EN EL DIARIO OFICIAL DE LA FEDERACION EL 8 DE NOVIEMBRE DE 2004).

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

Con motivo de la revisión a la publicación mencionada al rubro y con fundamento en los artículos 2, 3 y 7 de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía; 1 y 4 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo y 35 y 36 del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía, la Comisión Reguladora de Energía, estima pertinente hacer del conocimiento del público en general la siguiente precisión:

Dice:	Debe decir:
<p>107.3.5 El derrame de diseño está especificado en la tabla 7.3.5 siguiente:</p> <p>(...)</p>	<p>107.3.5 El derrame de diseño está especificado en la tabla 107.3.5 siguiente:</p> <p>(...)</p>
<p>202.8 Terminal de almacenamiento de GNL mar adentro o costa afuera: El sistema compuesto por instalaciones y equipos instalados en una Estructura Fija por Gravedad sobre el fondo del mar, aptos para recibir Gas Natural Licuado de buques, conducirlo a los tanques de almacenamiento y vaporizarlo para entregar gas natural a un sistema de transporte por ductos submarinos hasta la costa.</p>	<p>202.8 Terminal de almacenamiento de GNL mar adentro o costa afuera: El sistema compuesto por instalaciones y equipos instalados en una Estructura Fija por Gravedad sobre el fondo del mar, aptos para recibir Gas Natural Licuado de buques, conducirlo a los tanques de almacenamiento y vaporizarlo para entregar gas natural por medio de un sistema de transporte por ductos submarinos hasta la costa, en donde se interconectará con un sistema de transporte.</p>

Asimismo, se informa que con fundamento en el artículo 34 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la Norma Oficial Mexicana antes citada entrará en vigor a los sesenta días naturales posteriores a la fecha de publicación de esta Nota Aclaratoria en el **Diario Oficial de la Federación**.

Atentamente

Sufragio Efectivo. No Reelección.

México, D.F., a 1 de abril de 2005.- El Secretario Ejecutivo, **Francisco J. Valdés López**.- Rúbrica.