I N D I C E
PODER EJECUTIVO

SECRETARIA DE GOBERNACION

Acuerdo por el que se otorga el Premio Nacional de Protección Civil 2003 2

SECRETARIA DE RELACIONES EXTERIORES

Cancelación de la autorización definitiva número seis expedida al señor Norbert Grimbaum, Cónsul Honorario de la República Francesa en la ciudad de Cancún, Q. Roo 3

Oficio mediante el cual se informa el nombramiento del señor Miguel Carlos Díaz-Pache Pumareda, como Cónsul General del Reino de España en México, D.F., con circunscripción en los estados de Campeche, Chiapas, Guanajuato, Guerrero, Hidalgo, México, Michoacán, Morelos, Oaxaca, Puebla, Querétaro, Quintana Roo, San Luis Potosí, Tabasco, Tlaxcala, Veracruz y Yucatán 3

SECRETARIA DE HACIENDA Y CREDITO PUBLICO

Resolución por la que se autoriza a DEG-Deutsche Investitions-und Entwicklungsgesellschaft mbH, de Colonia, República Federal de Alemania, para establecer en territorio nacional una oficina de representación 3

SECRETARIA DE ENERGIA

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 5

SECRETARIA DE SALUD

Decreto por el que se reforma el Reglamento de Insumos para la Salud y el Reglamento de la Ley de la Propiedad Industrial 99

Norma Oficial Mexicana NOM-039-SSA2-2002, Para la prevención y control de las infecciones de transmisión sexual 100

BANCO DE MEXICO

Tipo de cambio para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera pagaderas en la República Mexicana 117

Tasas de interés de instrumentos de captación bancaria en moneda nacional 118

Tasa de interés interbancaria de equilibrio 118

AVISOS

Judiciales y generales 119

DIARIO OFICIAL DE LA FEDERACIÓN
ALEJANDRO LÓPEZ GONZÁLEZ, *Director.*
Río Amazonas No. 62, Col. Cuauhtémoc, C.P. 06500, México, D.F., SECRETARÍA DE GOBERNACIÓN
Tel. 5128-0000 extensiones: *Dirección* 35006, *Producción* 35094 y 35100,
Inserciones 35078, 35079, 35080 y 35081; Fax 35076
Suscripciones y *quejas:* 35181 y 35009
Correo electrónico: *dof@segob.gob.mx.* Dirección electrónica: *www.gobernacion.gob.mx*
Impreso en Talleres Gráficos de México–México

190903-09.00

DIARIO OFICIAL
DE LA FEDERACION

Tomo DC No. 14 Viernes 19 de septiembre de 2003

SECRETARIA DE GOBERNACION
SECRETARIA DE RELACIONES EXTERIORES
SECRETARIA DE HACIENDA Y CREDITO PUBLICO
SECRETARIA DE ENERGIA
SECRETARIA DE SALUD
BANCO DE MEXICO

PODER EJECUTIVO

SECRETARIA DE GOBERNACION

ACUERDO por el que se otorga el Premio Nacional de Protección Civil 2003.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Presidencia de la República.

VICENTE FOX QUESADA, Presidente de los Estados Unidos Mexicanos, en ejercicio de la facultad que me confiere el artículo 89, fracción I de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, y con fundamento en lo dispuesto en los artículos 1o., 2o., 3o., 5o., 6o., fracción XII, 33, 101, 102, 103, 104 y 105 de la Ley de Premios, Estímulos y Recompensas Civiles; 27 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, y

CONSIDERANDO

Que el Premio Nacional de Protección Civil se otorga a aquellas personas o grupos que representen un ejemplo para la comunidad por su esfuerzo en acciones o medidas de autoprotección y autopreparación para enfrentar los fenómenos naturales o de origen humano que pongan a la población en situación de riesgo o de peligro, así como cuando se signifiquen por su labor ejemplar en la ayuda a la población ante la eventualidad de un desastre;

Que dicho premio se otorga por la actuación destacada tanto en el campo de la prevención, por las medidas que se consideren de relevancia en materia de cultura de la protección, como por el campo de ayuda, por las acciones que se hayan llevado a cabo en las tareas de auxilio a la población en caso de desastre;

Que el Jurado correspondiente ha formulado el dictamen relativo al Premio Nacional de Protección Civil 2003, mismo que el propio Consejo de Premiación ha sometido a la consideración del Ejecutivo Federal
a mi cargo;

Que se determinó otorgar el Premio Nacional de Protección Civil 2003, en el campo de la prevención, a DAVID VELASCO CARPIO como un reconocimiento por su labor como Presidente de la Academia Nacional de Protección Civil de la Sociedad Mexicana de Geografía y Estadística, quien se ha distinguido por su ardua labor en la promoción de la cultura de protección civil, misma que se ha reflejado en su participación como voluntario en acciones de rescate de 50 mineros en la localidad de Minas de Barroteran, Coahuila en el año de 1980; en acciones de ayuda y rescate durante los desastres provocados por los sismos ocurridos en septiembre de 1985 en la Ciudad de México, D.F.; por su participación al haber apoyado en los desastres producidos por los huracanes “Pauline” e “Isidore”, entre otras;

Que igualmente se determinó otorgar el Premio Nacional de Protección Civil 2003, en el campo de la ayuda, a los mexicanos que conforman la tripulación de la embarcación buque remolcador “BATAB”, tomando en consideración que el 22 de septiembre de 2002, durante el paso del huracán “Isidore”, la tripulación se dio a la tarea de rescatar de forma heroica a las embarcaciones que no alcanzaron a llegar a puerto, así como por el hecho de haber establecido un puente de comunicación entre el puerto y los barcos resguardados en el arrecife de Alacranes que se ubica a 130 kilómetros del puerto yucateco de Progreso, así como por haber recuperado, con vientos de cerca de 200 kilómetros por hora, a una embarcación con un depósito de 200 barriles de 200 litros cada uno de Petróleos Mexicanos, que había quedado a la deriva, evitando con ello un desastre ecológico y ambiental, he tenido a bien expedir el siguiente

ACUERDO

PRIMERO.- Se otorga el Premio Nacional de Protección Civil 2003, en el campo de la prevención, a DAVID VELASCO CARPIO.

SEGUNDO.- Se otorga el Premio Nacional de Protección Civil 2003, en el campo de la ayuda, a los mexicanos que conforman la tripulación de la embarcación buque remolcador “BATAB”.

TERCERO.- La ceremonia de entrega del Premio se verificará el día 19 de septiembre del año en curso, en Palacio Nacional, en la Ciudad de México, Distrito Federal.

TRANSITORIO

ÚNICO.- Publíquese el presente Acuerdo en el **Diario Oficial de la Federación**.

Dado en la residencia Oficial del Poder Ejecutivo Federal, en la Ciudad de México, Distrito Federal, a los dieciocho días del mes de septiembre de dos mil tres.- **Vicente Fox Quesada**.- Rúbrica.- El Secretario de Gobernación, **Santiago Creel Miranda**.- Rúbrica.

SECRETARIA DE RELACIONES EXTERIORES

CANCELACION de la autorización definitiva número seis expedida al señor Norbert Grimbaum, Cónsul Honorario de la República Francesa en la ciudad de Cancún, Q. Roo.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Secretaría de Relaciones Exteriores.

CANCELACION DE LA AUTORIZACION DEFINITIVA NUMERO SEIS EXPEDIDA AL SEÑOR NORBERT GRIMBAUM, CONSUL HONORARIO DE LA REPUBLICA FRANCESA EN LA CIUDAD DE CANCUN, QUINTANA ROO.

Por acuerdo del Ciudadano Presidente de los Estados Unidos Mexicanos y en virtud de que el Gobierno de la República Francesa ha dado por terminadas las funciones que venía ejerciendo el señor Norbert Grimbaum como Cónsul Honorario de ese país en la ciudad de Cancún, Quintana Roo, con esta fecha, se dispuso la cancelación de la autorización definitiva número seis que el 6 de octubre de 1999 se había otorgado a la persona citada.

Tlatelolco, Distrito Federal, a los veintisiete días del mes de agosto de dos mil tres.- El Secretario de Relaciones Exteriores, **Luis Ernesto Derbez Bautista**.- Rúbrica.

OFICIO mediante el cual se informa el nombramiento del señor Miguel Carlos Díaz-Pache Pumareda, como Cónsul General del Reino de España en México, D.F., con circunscripción en los estados de Campeche, Chiapas, Guanajuato, Guerrero, Hidalgo, México, Michoacán, Morelos, Oaxaca, Puebla, Querétaro, Quintana Roo,
San Luis Potosí, Tabasco, Tlaxcala, Veracruz y Yucatán.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Secretaría de Relaciones Exteriores.- México.- Dirección General del Protocolo.- PRO 10101.- 333.03(ESP)'03/42.

ESPAÑA.- Se comunica inicio de comisión de Cónsul General.

Se informa que con esta fecha, se nombró al señor Miguel Carlos Díaz-Pache Pumareda, como Cónsul General del Reino de España en México, D.F., con circunscripción en los Estados de Campeche, Chiapas, Guanajuato, Guerrero, Hidalgo, México, Michoacán, Morelos, Oaxaca, Puebla, Querétaro, Quintana Roo, San Luis Potosí, Tabasco, Tlaxcala, Veracruz y Yucatán.

Muy Atentamente

Tlatelolco, D.F., a 28 de agosto de 2003.- El Director General Adjunto del Protocolo, **Oscar Esparza Vargas**.- Rúbrica.

SECRETARIA DE HACIENDA Y CREDITO PUBLICO

RESOLUCION por la que se autoriza a DEG-Deutsche Investitions-und Entwicklungsgesellschaft mbH, de Colonia, República Federal de Alemania, para establecer en territorio nacional una oficina de representación.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Secretaría de Hacienda
y Crédito Público.- Subsecretaría de Hacienda y Crédito Público.- Unidad de Banca y Ahorro.

RESOLUCION UBA/075/2003

La Secretaría de Hacienda y Crédito Público, a través de la Unidad de Banca y Ahorro, con fundamento en lo dispuesto en los artículos 31 fracciones VII y XXV de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, y 7o. de la Ley de Instituciones de Crédito, así como en las reglas cuarta y novena fracciones II, III y V de las reglas aplicables al Establecimiento y Operación de Oficinas de Representación de Entidades Financieras del Exterior a que se refiere el artículo 7o. de la Ley de Instituciones de Crédito, publicadas en el **Diario Oficial de la Federación** el 30 de mayo de 2000, y en ejercicio de las atribuciones que le confiere el artículo 27 fracción XII del Reglamento Interior de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, así como en atención a los siguientes:

ANTECEDENTES

Que con fecha 8 de octubre de 2002, el Consejo de Administración de DEG-Deutsche Investitions-und Entwicklungsgesellschaft mbH (DEG-Deutsche), aprobó el establecimiento de una oficina de representación en México;

Que DEG-Deutsche se encuentra sujeto a la supervisión de la Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin);

Que de conformidad con lo dispuesto por la normativa de la República Federal de Alemania, DEG-Deustche no se encuentra obligado a obtener la autorización de BaFin, ni de ninguna otra autoridad gubernamental alemana para establecer una oficina de representación en territorio nacional;

Que mediante diversos escritos, el último de ellos de fecha 7 de mayo de 2003, el representante legal de DEG-Deutsche, solicitó autorización de esta Secretaría para establecer una oficina de representación en nuestro país a fin de llevar a cabo, a través de ella, un programa de actividades dentro del marco jurídico establecido;

Que esta Secretaría mediante oficios DGBA/AIBM/091/2003 y DGBA/AIBM/090/2003 de fecha 28 de abril de 2003, solicitó la opinión del Banco de México y de la Comisión Nacional Bancaria y de Valores, respecto de la solicitud de autorización de DEG-Deutsche para establecer una oficina de representación en el país;

Que Banco de México mediante oficio Ref.: S53/25-03 de fecha 6 de marzo de 2003 y la Comisión Nacional Bancaria y de Valores mediante oficio DGA-299-1499 de fecha 26 de marzo de 2003, emitieron opinión favorable para que esta Secretaría autorice el establecimiento en el país de la oficina de representación de DEG-Deutsche, y

CONSIDERANDO

Que la solicitud cumple en términos generales con las disposiciones legales y administrativas aplicables al establecimiento y operación de oficinas de representación de entidades financieras del exterior;

Que resulta positivo para la economía del país autorizar el establecimiento de la oficina de representación de DEG-Deutsche, en virtud de que a través de ella podrán intensificarse las relaciones de crédito entre empresarios de la República Federal de Alemania y los Estados Unidos Mexicanos;

Que tal situación contribuirá al desarrollo comercial y de inversión en el país, y

Que después de analizar la información y documentación presentada, de haber oído las opiniones del Banco de México y de la Comisión Nacional Bancaria y de Valores, así como de haber determinado la procedencia de su otorgamiento, esta Secretaría:

RESUELVE AUTORIZAR A DEG-DEUTSCHE INVESTITIONS-UND ENTWICKLUNGSGESELLSCHAFT MBH, DE COLONIA, REPUBLICA FEDERAL DE ALEMANIA, PARA ESTABLECER EN TERRITORIO NACIONAL UNA OFICINA DE REPRESENTACION.

PRIMERO.- La citada oficina ostentará la denominación: “DEG-Deutsche Investitions-und Entwicklungsgesellschaft mbH, Colonia, República Federal de Alemania, oficina de representación en México”.

SEGUNDO.- La oficina de representación deberá obtener la autorización de esta dependencia, para establecer la oficina en el domicilio que señalen para ese efecto, a fin de estar en posibilidad de iniciar sus actividades.

TERCERO.- El señor Armin Albert será el representante a cargo de la oficina de representación en México de DEG-Deutsche Investitions-und Entwicklungsgesellschaft mbH.

CUARTO.- DEG-Deutsche Investitions-und Entwicklungsgesellschaft mbH deberá avisar por escrito a la Comisión Nacional Bancaria y de Valores, al Banco de México y a esta dependencia, la fecha en que inicie sus actividades.

QUINTO.- DEG-Deutsche Investitions-und Entwicklungsgesellschaft mbH, en su operación y funcionamiento deberá observar en todo momento las disposiciones de la Ley de Instituciones de Crédito, las Reglas Aplicables al Establecimiento y Operación de Oficinas de Representación de Entidades Financieras del Exterior a que se refiere el artículo 7o. de la Ley de Instituciones de Crédito, las orientaciones que de acuerdo con la política financiera señalen el Banco de México, la Comisión Nacional Bancaria y de Valores y la propia Secretaría, así como las demás que por su naturaleza le resulten aplicables.

SEXTO.- La presente autorización es, por su propia naturaleza jurídica, intransmisible.

SEPTIMO.- La presente Resolución se publicará en el **Diario Oficial de la Federación**, a costa de DEG-Deutsche.

México, D.F., a 18 de agosto de 2003.- El Titular de la Unidad de Banca y Ahorro, **Luis Felipe Mancera de Arrigunaga**.- Rúbrica.

(R.- 184508)

SECRETARIA DE ENERGIA

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.

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

PROYECTO DE NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-013-SECRE-2003, 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, VAPORIZACION Y ENTREGA DE DICHO COMBUSTIBLE.

La Secretaría de Energía por conducto de la Comisión Reguladora de Energía, con fundamento en los artículos 40 fracciones I y XIII, 44, 45, 46, 47 fracción I, y 63 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 4o., 9o., 14 fracción IV y 16 de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo; 33 fracciones I y IX de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1 y 3 fracción XV de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía; 1o., 7o. y 70 fracción VII del Reglamento de Gas Natural; 28, 32 y 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, y 3o. fracción VI inciso a), 34 y 35 del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía, y

CONSIDERANDO

Primero. Que el 6 de junio de 2003, el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por medio de Ductos, aprobó la publicación en el **Diario Oficial de la Federación**, del Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-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 fin de que los interesados presenten sus comentarios.

Segundo. Que en cumplimiento de lo dispuesto por el Título Tercero A de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, mediante oficio número COFEME.03.1414 de fecha 21 de agosto de 2003, la Comisión Federal de Mejora Regulatoria emitió su dictamen final para que se continúe con las

formalidades para la publicación en el **Diario Oficial de la Federación** del Proyecto de Norma Oficial Mexicana antes mencionado;

Tercero. Que por Acuerdo de la Comisión Reguladora de Energía de fecha 28 de agosto de 2003, se autorizó al C. Raúl Monteforte Sánchez, Comisionado y Presidente del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por Medio de Ductos, para que ordenara la publicación en el **Diario Oficial de la Federación**, del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.

Cuarto. Que como resultado de lo expuesto en los considerandos anteriores y de conformidad con los artículos 47 fracción I de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y 33 de su Reglamento, el presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana se publica a efecto de que los interesados, dentro de los siguientes sesenta días naturales, contados a partir de la fecha de su publicación en el **Diario Oficial de la Federación**, presenten sus comentarios ante el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural y de Gas Licuado de Petróleo por Medio de Ductos, sito en Horacio 1750, colonia Polanco, Delegación Miguel Hidalgo, código postal 11510, México, Distrito Federal, teléfono: 52 83 15 86, fax 52 83 15 39, correo electrónico: fegranados@cre.gob.mx, para que se consideren en el seno del Comité en los términos de la ley.

Durante el plazo mencionado, los análisis que sirvieron de base para la elaboración del Proyecto de Norma, así como la Manifestación de Impacto Regulatorio a que se refiere el artículo 45 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización estarán a disposición del público para su consulta en el domicilio del Comité.

México, D.F., a 28 de agosto, 2003.- El Comisionado y Presidente del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural y de Gas Licuado de Petróleo por Medio de Ductos, **Raúl Monteforte Sánchez**.- Rúbrica.

PROYECTO DE NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-013-SECRE-2003, 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, VAPORIZACION Y ENTREGA DE DICHO COMBUSTIBLE

En la elaboración de este Proyecto de 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 las Unidades de Verificación.

INDICE

Parte 1. Plantas de GNL en tierra firme

1. Objetivo

2. Campo de aplicación

3. Referencias

4. Definiciones

5. Ubicación de la planta de GNL

6. Análisis de riesgos

7. Principales medidas para control de derrames y fugas

8. Equipo de proceso

9. Tanques de almacenamiento de GNL

10. Sistema de regasificación

11. Sistemas de tubería y sus componentes

12. Instrumentación y servicios eléctricos

13. Transferencia de GNL y refrigerantes

14. Protección y seguridad contra incendios

15. Seguridad

16. Operación

17. Mantenimiento

18. Capacitación

Parte 2. Plantas de GNL costa afuera

101. General

102. Diseño

103. Cargas debidas al ambiente y base de diseño

104. Estructuras de Concreto Ancladas al Lecho Marino. (EAM)

105. Tanques de almacenamiento de GNL

106. Instalaciones en la plataforma

107. Gasoductos submarinos

Procedimiento para la evaluación de la conformidad

108. Procedimiento para la evaluación de la conformidad

109. Bibliografía

110. Concordancia con normas internacionales

111. Vigilancia

1. Objetivo

Esta Norma Oficial Mexicana (la Norma) establece los requisitos mínimos de seguridad relativos al diseño, construcción, operación y mantenimiento de plantas de almacenamiento de gas natural licuado que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conducción, regasificación y entrega de dicho combustible.

2. Campo de aplicación

Esta Norma consta de dos partes: la primera parte se aplica a las plantas de GNL con instalaciones fijas en tierra firme y la segunda parte se aplica a las plantas de GNL con instalaciones costa afuera, desde el punto de recepción del GNL que descarga un buque tanque hasta el punto de entrega del combustible en estado gaseoso a un sistema de transporte por ductos, con capacidad total de almacenamiento superior a 1060 m^3, y comprende las actividades de descarga, conducción, almacenamiento, regasificación y entrega de gas natural.

El diseño, construcción, operación y mantenimiento de la planta de GNL deben cumplir con los requisitos mínimos que establece esta Norma, 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.

En lo no previsto por esta Norma, incluyendo sistemas y equipos de diseño reciente, plantas o instalaciones que no estén en tierra firme o en general innovaciones tecnológicas con insuficiente experiencia operativa a nivel internacional, el permisionario debe proponer y justificar suficientemente 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 y satisfaciendo en lo conducente los requisitos que se señalan en esta Norma.

3. Referencias

Esta Norma se complementa con las siguientes normas oficiales mexicanas o las que las sustituyan:

NOM-001-SECRE-1997, Calidad del gas natural.

NOM-007-SECRE-1997, Transporte de gas natural.

NOM-006-SECRE-1999, Odorización del gas natural.

NOM-008-SECRE-1999, Control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas.

NOM-009-SECRE-2002, Monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas natural y gas LP en ductos.

NOM-014-SCFI-1997, Medidores de desplazamiento positivo tipo diafragma para gas natural o gas LP.

NOM-026-STPS-1998, Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías.

NOM-122-STPS-1996, Condiciones de seguridad e higiene para el funcionamiento de los recipientes sujetos a presión y generadores de vapor o calderas que operen en los centros de trabajo.

NOM-093-SCFI-1994, Válvulas de relevo de presión.- Seguridad, seguridad-alivio y alivio.

NOM-004-STPS-1999, Sistemas de protección y dispositivos de seguridad en la maquinaria y equipo que se utilice en los centros de trabajo.

NOM-001-STPS-1993, Condiciones de seguridad e higiene en los edificios, locales, instalaciones y áreas de los centros de trabajo.

NOM-017-STPS-1993, Equipo de protección personal para los trabajadores en los centros de trabajo.

NOM-001-SEDE-1999, Instalaciones eléctricas (utilización).

4. Definiciones

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

4.1 Area de retención: 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 conducirlos a un confinamiento seguro.

4.2 Area de transferencia: El área de una planta de GNL donde existe un sistema de ductos para introducir o sacar de la planta GNL y líquidos inflamables.

4.3 Area de transferencia marina: La parte de la planta de GNL que está en el mar.

4.4 Boil-off: El término que se usa para describir el vapor que se desprende en los tanques de almacenamiento de gas natural licuado.

4.5 Comisión: La Comisión Reguladora de Energía.

4.6 Componente: La parte o el sistema que funciona como una unidad de la planta de GNL, entre los que se incluye de manera enunciativa mas no limitativa, la tubería, equipo de proceso, contenedores, mecanismos de control, sistemas de retención, sistemas eléctricos, mecanismos de seguridad, equipo de control de incendios y equipo de comunicaciones.

4.7 Contenedor primario: El contenedor interior construido con materiales compatibles con las propiedades físicas del gas natural licuado. Este contenedor puede o no ser autosoportado.

4.8 Contenedor secundario: El contenedor que rodea al contenedor primario, el cual es autosoportado y puede o no ser compatible con las propiedades físicas del gas natural licuado.

4.9 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 de suministro de energía o mal funcionamiento de otro componente o de los dispositivos de control.

4.10 Equipos de vaporización: Los sistemas utilizados para llevar a cabo la evaporación del GNL.

4.11 Empresa autorizada: La persona moral autorizada por la Comisión para auxiliarla en la realización de las actividades de auditoría que se especifique en el Permiso y/o en la evaluación de la conformidad en los términos del artículo 74 de la ley.

4.12 Fluido peligroso: Un líquido o gas que es corrosivo o tóxico o inflamable.

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

4.15 Gas Licuado de Petróleo (GLP): El combustible en cuya composición predominan los hidrocarburos propano, butano o sus mezclas.

4.16 Ley: La Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

4.17 Operador de la planta de GNL: La persona moral autorizada por la Comisión para llevar a cabo las actividades de operación y mantenimiento de la planta de GNL.

4.18 Permiso: El permiso de almacenamiento otorgado por la Comisión en los términos del Reglamento de Gas Natural.

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

4.20 Persona Encargada de las Operaciones de Transferencia en la Costa (PEOCTB): La persona designada por el operador de la Planta de GNL para monitorear las operaciones de descarga del buque de GNL.

4.21 Planta de GNL: El sistema compuesto por instalaciones y equipos aptos para descargar GNL de buques tanque, conducirlo a los tanques de almacenamiento y bombearlo a las instalaciones vaporización para entregarlo a un sistema de transporte por ductos.

4.22 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 GNL.

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

4.24 Propiedades físicas del gas natural licuado: La temperatura, presión, densidad y carga hidrostática del gas natural licuado en almacenamiento.

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

4.26 Tanque de almacenamiento de gas natural licuado: El tanque usado para almacenar gas natural licuado que consiste, como mínimo, de un contenedor primario y de un contenedor secundario.

5. Ubicación de la planta de GNL

5.1 Deben considerarse los siguientes factores para determinar la ubicación de la planta de GNL.

5.1.1 El predio debe tener el tamaño adecuado que permita cumplir con las distancias libres mínimas entre los recipientes de GNL, los tanques de almacenamiento de líquidos inflamables, estructuras y equipo de planta. Dichas distancias deben evaluarse para cada uno de esos componentes hasta los límites de la planta, así como entre ellos mismos.

5.1.2 El lugar debe ser accesible por mar, aire y tierra en cualquier condición climática para seguridad del personal y de la planta en la eventualidad de un incendio o accidente.

5.1.3 El terreno debe reunir, dentro de lo posible, condiciones que propicien la protección de la planta contra las fuerzas de la naturaleza, por ejemplo, inundaciones, marejadas, sismos, entre otros.

5.1.4 Las características topográficas del terreno deben ayudar a recolectar y retener el GNL y/o líquidos inflamables derramados dentro de los límites de la planta de GNL, así como facilitar la conducción y drenado de agua superficial.

5.1.5 El lugar debe tener dimensiones que permitan cumplir con las distancias para mitigar la radiación térmica de un eventual incendio y la dispersión de mezclas combustibles de gases. Esto se debe verificar usando modelos adecuados de diseño para evaluar derrames y su impacto ambiental.

5.1.6 Se deben analizar otros factores relativos a la ubicación específica que tengan efectos sobre el personal de la planta de GNL y la seguridad de la población vecina.

5.2 Para la selección del sitio se deben realizar los estudios que, de manera enunciativa mas no limitativa, se mencionan a continuación:

5.2.1 Del suelo y del subsuelo.

5.2.2 Del riesgo de incendio de la vegetación aledaña, en su caso.

5.2.3 De ríos y mantos acuíferos subterráneos y superficiales.

5.2.4 Oceanográficos y de actividad marítima.

5.2.5 Climatológicos y sismológicos.

6. Análisis de riesgos

6.1 La ubicación de las instalaciones y el diseño de la planta de GNL deben estar fundamentados en un análisis de riesgos cuya metodología se describe en esta sección. Lo anterior, sin perjuicio del análisis de riesgos específico que el permisionario deberá presentar ante las autoridades competentes y de conformidad con la legislación que resulte aplicable.

El análisis de riesgos debe comprobar que la localización y la instalación de la planta de GNL no presenta un riesgo inaceptable para el público.

Se debe establecer claramente el método para expresar el riesgo potencial establecido.

6.2 Metodología. La metodología del análisis de riesgos aplicada a la planta de GNL puede ser probabilística y/o determinística.

6.2.1 El enfoque probabilístico debe considerar lo siguiente:

a) Recolección de datos sobre tasas de falla

b) Definición de riesgos potenciales de origen interno y externo a la planta de GNL

c) Determinación y clasificación de la probabilidad de estos riesgos. 1. Frecuente, 2. Posible, 3. Raro,
4. Extremadamente raro, 5. Improbable, 6. Probabilidad no cuantificable.

d) Determinación de los efectos potenciales de cada riesgo y su ubicación dentro de las clases de efectos, 1. Catastrófico, 2. Grave, 3. Significante, 4. Reparable, 5. Nulo

e) Clasificación de accidentes de acuerdo con sus efectos y probabilidad para determinar el nivel de riesgo. 1. No aceptable, 2. Debe mejorarse, 3. Normal.

f) Verificación de que ningún riesgo se clasifica en la categoría de “No aceptable”.

g) Justificación de las medidas necesarias para limitar los riesgos.

6.2.2 El enfoque determinístico debe considerar lo siguiente:

a) Definición de riesgos potenciales de origen interno y externo a la planta de GNL

b) Establecimiento de riesgos creíbles

c) Determinación y cuantificación de los efectos de los riesgos

d) Justificación de las medidas necesarias para mejorar la seguridad y limitar los riesgos.

6.2.3 La evaluación de riesgos puede basarse en métodos convencionales como:

a) Estudio de riesgo y operabilidad (ERO)

b) Análisis del efecto de modo de falla (AEF)

c) Método de árbol de eventos (MAE)

d) Método de árbol de fallas (MAF).

El procedimiento general de evaluación de riesgos debe realizarse en la fase inicial del diseño de la planta de GNL y deberá repetirse cuando se identifiquen riesgos inaceptables durante el diseño.

6.3 Identificación de riesgos de origen externo. Se deben realizar los estudios para identificar los posibles riesgos del entorno natural, urbano e industrial y de las vías de comunicación al exterior de la planta de GNL y que son causados, entre otros, por lo siguiente:

a) Atraque y maniobra de los buques tanque

b) Radiación de calor 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, entre otros

f) Ondas de radio de alta energía.

6.4 Identificación de riesgos de origen interno. Se deben realizar los estudios para identificar los siguientes riesgos de origen interno:

6.4.1 Riesgos específicos del GNL. El riesgo de fugas de GNL y de gas natural debe considerar, al menos, los rubros siguientes:

a) Probabilidad de ocurrencia

b) Localización de la fuga

c) Tipo de fluido, GNL o gas natural

d) Flujo y duración de la fuga

e) Condiciones climáticas y factores de dispersión de vapores

f) Efectos de origen natural, de la topografía del suelo y de temperaturas criogénicas sobre las estructuras de la planta.

6.4.2 Riesgos 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 GLP y gasolinas

b) Fallas de comunicación entre el buque tanque y la planta

c) Tráfico de vehículos dentro de la planta 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.

7. Principales medidas para control de derrames y fugas

7.1 Aspectos generales:

7.1.1 Para minimizar la posibilidad de que descargas accidentales de GNL pongan en peligro propiedades vecinas o equipo de proceso y estructuras importantes dentro de la planta de GNL o que lleguen a vías de agua, se deben contar con medidas integrales de diseño y operación de la planta de GNL, de acuerdo con uno de los siguientes métodos:

7.1.1.1 Un área de retención alrededor de los recipientes conformada por una barrera natural, dique, muro de contención o combinación de los anteriores que cumplan con los párrafos 7.2 y 7.3.

7.1.1.2 Un área de retención conformada por una barrera natural, dique, excavación, muro de contención o combinación de los anteriores que cumpla con los párrafos 7.2 y 7.3, más un sistema de drenaje natural o artificial, que rodee a los recipientes y que cumpla con los párrafos 7.2 y 7.3.

7.1.1.3 En el caso donde el recipiente se construya debajo o parcialmente debajo del nivel circundante, un área de retención formada por una excavación que cumpla con los párrafos 7.2 y 7.3.

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

7.1.2.1 Areas de proceso

7.1.2.2 Areas de evaporación

7.1.2.3 Areas de transferencia de GNL, refrigerantes y líquidos inflamables

7.1.2.4 Areas inmediatas que rodeen tanques de almacenamiento de refrigerantes y líquidos inflamables.

7.1.3 Los tanques de almacenamiento de líquidos no deben ubicarse dentro del área de retención de los recipientes de GNL.

7.2 Diseño y capacidad del área de retención y del sistema de drenaje.

Las condiciones establecidas en esta sección, corresponden a un diseño determinado de tanque de almacenamiento que cumpla con los requisitos mínimos que establece esta Norma. Si como resultado del análisis de riesgos, 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 corresponder a los riesgos identificados mediante el análisis de riesgos.

7.2.1 Las áreas de retención que sirven a los recipientes 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 hielo o nieve acumulada, otros recipientes y equipos, según lo siguiente:

7.2.1.1 En áreas de retención que sirvan a un solo recipiente, *V* es igual al volumen total del líquido en dicho recipiente, suponiendo que éste se encuentra lleno.

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

7.2.1.3 En áreas de retención que sirvan a más de un recipiente sin medidas establecidas de acuerdo con el subinciso 7.2.1.2, *V* es igual al volumen total del líquido en todos los recipientes servidos, suponiendo que todos están llenos.

7.2.2 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 minutos a partir de cualquier fuente de fuga accidental simple o durante menos tiempo, si se cuenta con medidas de supervisión y paro demostrables que sean aceptadas
por la Comisión.

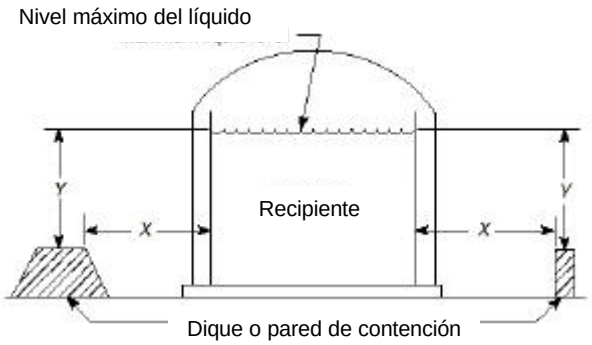
7.2.3 No deben utilizarse los canales de drenaje cerrados para el GNL, excepto aquellos que provienen de los tanques de dicho combustible que se utilizan para alejar rápidamente el GNL derramado de las áreas críticas, en las cuales sí está permitido que sean cerrados sólo si están dimensionados para la rapidez prevista del flujo de líquido y la formación de vapor.

7.2.4 Los diques, muros de retención y sistemas de drenaje para la contención del GNL pueden ser de tierra compactada, concreto, metal u otros materiales; y pueden ser independientes del recipiente o formar un terraplén integral al recipiente o construirse contra el recipiente. Estos, al igual que sus penetraciones, deben diseñarse para resistir: la carga hidrostática total del GNL o del refrigerante embalsado, el efecto del enfriamiento rápido hasta la temperatura del líquido que se va a confinar, cualquier exposición al fuego prevista, así como las fuerzas naturales, tales como sismo, viento y lluvia, entre otros. Si la pared exterior de un tanque de doble pared cumple con estos requisitos, debe considerarse a ésta como el área de retención para determinar las distancias del área del sitio definidas en el párrafo 7.3. Si la integridad de contención de dicha pared exterior puede ser afectada por una falla del tanque interno, debe proveerse un área de retención adicional para satisfacer los requisitos del inciso 7.2.1.

7.2.5 Los diques, paredes de contención y canales de drenaje para la contención de líquido inflamable deben apegarse a las normas y disposiciones técnicas vigentes en México que resulten aplicables con relación a esta materia y, a falta de éstas, deben apegarse a prácticas internacionalmente reconocidas y contar con la previa aprobación de la Comisión.

7.2.6 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 7.2.6.

FIGURA 7.2.6 Distancia del dique o pared de contención al recipiente



Notas:

a) La dimensión *X* debe ser igual o exceder la suma de la dimensión *Y* más la carga equivalente en el GNL debida a la presión del espacio del vapor arriba del líquido. *Excepción*: cuando la altura del dique o de la pared de contención sea igual o mayor que el nivel máximo del líquido, X puede tener cualquier valor.

b) La dimensión *X* es la distancia desde la pared interior del recipiente hasta la cara más cercana del dique o pared de contención.

c) La dimensión *Y* es la distancia desde el nivel máximo del líquido en el recipiente hasta la parte superior del dique o la pared de contención.

7.2.7 Se debe contar con medios para desalojar el agua de lluvia o de otro tipo del área de retención. Para ello, se permiten bombas de sumidero 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 escape por el sistema de drenaje.

7.2.8 Los sistemas aislantes utilizados para las superficies de contención deben ser, en su condición ya instalada, no combustibles y adecuados para el servicio requerido, considerando las cargas y los esfuerzos térmicos y mecánicos previstos.

7.3 Ubicación del área de retención

7.3.1 Los requisitos de esta sección no aplican para áreas de retención que sirvan únicamente a áreas de transferencia en el borde de agua de terminales marinas, Vg. donde los buques descargan el GNL.

7.3.2 Se deben establecer las medidas que se indican a continuación para minimizar la posibilidad de que los efectos del fuego se extiendan más allá del límite de la planta, lo que resultaría en riesgos sustantivos.

7.3.2.1 Deben implantarse 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:

a) 5 kW/m^2 al límite de la planta en el incendio de un derrame de GNL considerado en el diseño especificado en el inciso 7.3.5.

b) 5 kW/m^2 en el punto más cercano fuera del límite de la planta que, al momento de definir la ubicación de la misma, se usa para congregar en el exterior grupos de 50 o más personas, para un incendio de un área de retención que contiene un volumen, *V*, de GNL determinado de acuerdo con el párrafo 7.2.

c) 9 kW/m^2 en el punto más cercano del edificio o estructura fuera del límite de la planta que, al momento de definir la ubicación de la misma, se usa para congregaciones, 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 el párrafo 7.2.

d) 30 kW/m^2 al límite de la planta en el incendio de un área de retención que contiene un volumen, *V*, de GNL determinado de acuerdo con el párrafo 7.2.

7.3.2.2 Las distancias mínimas para mitigar la radiación térmica deben calcularse utilizando modelos que satisfagan los siguientes criterios:

a) Consideren la configuración del embalse, la velocidad y dirección del viento, la humedad y la temperatura atmosféricas.

b) Haber sido validados mediante datos de pruebas experimentales apropiadas para el tamaño y las condiciones del peligro por evaluar.

7.3.2.3 Si la proporción entre las dimensiones mayor y menor del embalse no excede de 2, debe usarse la fórmula siguiente:

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

Donde:

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

A = área de la superficie, en m^2, de contención del GNL

F = factor de correlación de radiación térmica igual a lo siguiente:

3,0 para 5 kW/m^2

2,0 para 9 kW/m^2

0,8 para 30 kW/m^2

7.3.3 El espaciamiento entre el embalse de un tanque de GNL y el límite de la planta debe ser tal que, en caso de un derrame de GNL especificado en el inciso 7.3.5, no se extienda más allá del límite establecido una concentración promedio de metano en aire, de 50 por ciento del Límite Inferior de Inflamabilidad (LII), de acuerdo con cálculos realizados con un modelo que incorpore lo siguiente:

7.3.3.1 Los factores físicos que afectan la dispersión del vapor del GNL, lo que incluye, entre otros aspectos, dispersión debida a la gravedad, transferencia térmica, humedad, velocidad y dirección del viento, estabilidad atmosférica, flotabilidad y rugosidad de la superficie.

7.3.3.2 Haber sido validado mediante datos de pruebas experimentales adecuadas a la dimensión y condiciones del riesgo por evaluar. Este procedimiento debe ser aprobado por la Comisión.

7.3.3.3 Las distancias determinadas deben incluir cálculos basados en lo siguiente:

a) 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 por ciento del tiempo.

b) La estabilidad atmosférica de Pasquill-Gifford, categoría F, con una velocidad de viento de 2 m/s.

7.3.3.4 Las distancias calculadas deben basarse en las características reales del líquido y en la rapidez máxima de flujo del vapor (la rapidez de generación de vapor más el desplazamiento debido a la afluencia de líquido).

7.3.3.5 El cálculo de los efectos de las medidas para detener el vapor, otra forma de mitigar los riesgos del vapor inflamable, por ejemplo, aislamiento de la superficie del embalse, cortinas de agua, entre otros métodos.

7.3.4 Deben tomarse medidas para minimizar la posibilidad de que una mezcla inflamable de vapores proveniente de un derrame de diseño especificado en el inciso 7.3.5, alcance el límite de la planta y dé lugar a una condición de peligro. Las distancias de dispersión de mezcla inflamable deben calcularse utilizando modelos que consideren los mismos criterios que los subincisos 7.3.3.1 a 7.3.3.6 de esta Norma.

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

Tabla 7.3.5 - Derrame de diseño

Penetración del recipiente	Derrame de diseño	Duración del derrame de diseño
Recipientes con penetraciones debajo del nivel del líquido sin válvulas de cierre internas.	Un derrame a través de una abertura supuesta en, y de igual área a aquella penetración debajo del nivel de líquido que produciría el flujo mayor de un recipiente inicialmente lleno. Usar el contenedor con el flujo más grande si hay más de un contenedor en el área de retención.	Usar la fórmula $q = 4/3d^2 \sqrt{h}$ hasta que la carga diferencial que actúa sobre la abertura sea 0 (cero).

Recipientes llenos hasta el tope, sin penetraciones debajo del nivel del líquido.	El flujo mayor de cualquier tubería sencilla que podría bombearse al área de retención, considerando que las bombas de extracción del líquido del contenedor entregan su caudal a su capacidad nominal máxima.	El flujo mayor de cualquier tubería sencilla que podría bombearse al área de retención, considerando que las bombas de extracción del líquido del contenedor entregan su caudal a su capacidad nominal máxima. (1) Durante 10 minutos si se demuestra la vigilancia y el paro, y los aprueba la Comisión. (2) Durante el tiempo necesario para vaciar un recipiente lleno donde no se aprueben la vigilancia y el paro.
Recipientes con penetraciones debajo del nivel del líquido con válvulas de cierre internas de conformidad con 11.4.3.	El flujo a través de una abertura supuesta en, y de igual área a, aquella penetración debajo del nivel de líquido que produciría el flujo mayor desde un recipiente inicialmente lleno.	Use la fórmula $q = 4/3d^2 \sqrt{h}$ por 1 hora.
Areas de retención que sirven sólo a áreas de evaporación, proceso o transferencia de GNL.	El flujo desde cualquier fuente de fuga accidental.	Durante 10 minutos o un tiempo más corto con base en medidas de vigilancia y paro aceptadas por la Comisión.

Nota: *q* es flujo de líquido en m^3/min, *d* es el diámetro en mm de la penetración del tanque debajo del nivel del líquido, *h* es la altura en m del líquido sobre la penetración en el recipiente cuando éste se encuentra lleno.

7.3.6 Las áreas de retención del recipiente de GNL deben ubicarse de modo que la radiación térmica proveniente de un incendio sobre el área de retención no cause daños estructurales importantes a cualquier buque-tanque de GNL que pudieran limitar su movimiento.

7.3.7 En ningún caso debe ser menor a 15 m la distancia desde el borde más cercano del líquido embalsado hasta el límite de la planta o el borde de una vía navegable.

7.4 Espaciamiento de los recipientes

Se deben cumplir las condiciones especificadas en el punto 7.4.1 siguiente, a menos que el operador de la planta de GNL pruebe a satisfacción de la Comisión y de las autoridades competentes, mediante el análisis de riesgos de la sección 6 de esta NOM, qué condiciones diferentes son aceptables.

7.4.1 La distancia de separación mínima entre los recipientes de GNL o tanques que contienen refrigerantes o productos inflamables debe apegarse a la tabla 7.4.1.

Tabla 7.4.1 Distancias entre las áreas de contención y los edificios y límites de propiedad

Capacidad de agua del recipiente	**Distancias mínimas entre el borde de contención o sistema de drenaje del recipiente y las edificaciones y los límites de la propiedad**	**Distancia mínima entre los recipientes de almacenamiento**
m^3	m	M
<0,5	0	0
0,5-1,9	3	1
1,9-7,6	4,6	1,5
7,6-56,8	7,6	1,5
56,8-114	15	1,5
114-265	23	1,5

>265	0,7 veces el diámetro del recipiente, pero no menos de 30 m	1/4 de la suma de los diámetros de los recipientes adyacentes, pero no menos de 1,5 m

7.4.2 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.

7.4.3 No deben ubicarse dentro de edificios recipientes de GNL de capacidad mayor a 0,5 m^3.

7.5 Espaciamiento de los vaporizadores. Véase el capítulo 10 para la clasificación de vaporizadores. Se deben cumplir las condiciones especificadas en el punto 7.5.1 siguiente, a menos que el operador de la planta de GNL pruebe a satisfacción de la Comisión y de las autoridades competentes, mediante el análisis de riesgos de la sección 6 de esta NOM, qué condiciones diferentes son aceptables.

7.5.1 A menos que el fluido de transferencia de calor secundario no sea inflamable, los vaporizadores y sus fuentes térmicas primarias deben localizarse al menos a 15 m de cualquier otra fuente de ignición. En instalaciones de varios vaporizadores, un vaporizador adyacente o fuente térmica primaria no debe considerarse como una fuente de ignición.

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 no permita su operación mientras un vaporizador está operando o mientras el sistema de tuberías que alimenta al vaporizador se enfría o está siendo enfriado.

7.5.2 Los vaporizadores con fuente de calor integral deben ubicarse cuando menos a 30 m del límite de la planta (véase subinciso 7.5.2.5) y al menos a 15 m de lo siguiente:

7.5.2.1 Cualquier embalse de GNL o líquido inflamable (véase el párrafo 7.4) o las trayectorias de tales fluidos de cualquier fuente de descarga accidental y el área de retención.

7.5.2.2 Recipientes o tanques de almacenamiento de GNL, líquido inflamable o gas inflamable, equipo de proceso sin fuego que contiene este tipo de fluidos o conexiones de carga y de descarga de transferencia de estos fluidos.

7.5.2.3 Edificios de control, oficinas, talleres y otras estructuras que alberguen a personal de la planta.

Excepción: Los vaporizadores utilizados en conjunto con los recipientes de GNL que tienen una capacidad de 265 m^3 o menor de acuerdo con la excepción del subinciso 7.5.2.5.

7.5.2.4 Los calentadores o fuentes térmicas de vaporizadores con fuente de calor remota deben cumplir con el inciso 7.5.2.

Excepción: Si el líquido de transferencia térmica secundario no es inflamable, no debe aplicarse el paso libre del límite de propiedad y subinciso 7.5.2.3.

7.5.2.5 Los vaporizadores con fuente de calor remota, de ambiente y de proceso deben ubicarse al menos a 30 m del límite de la planta. Se permite que los vaporizadores calentados remotamente y de ambiente se ubiquen dentro del área de retención.

Excepción: Los vaporizadores que se utilizan en conjunto con recipientes de GNL con capacidad de 265 m^2 o menor deben ubicarse con respecto al límite de la planta de acuerdo con la tabla 7.4.1, suponiendo que el vaporizador es un recipiente con capacidad igual al recipiente más grande al que está conectado.

7.5.2.6 Debe mantenerse un paso libre de al menos 1,5 m entre vaporizadores.

7.6 Espaciamiento del equipo de proceso

Se deben cumplir las condiciones especificadas en el punto 7.6.1 siguiente, a menos que el operador de la planta de GNL pruebe a satisfacción de la Comisión y de las autoridades competentes, mediante el análisis de riesgos de la sección 6 de esta NOM, qué condiciones diferentes son aceptables.

7.6.1 El equipo de proceso que contiene GNL, refrigerantes, líquidos inflamables o gases inflamables debe situarse al menos a 15 m de fuentes de ignición, del límite de la planta, cuartos de control, oficinas, talleres y otras estructuras que alberguen a personal de la planta.

Excepción: Se permite que los cuartos de control se sitúen en un edificio que albergue compresores de gases inflamables cuya construcción cumpla con los incisos 7.8.1 y 7.8.2.

7.6.2 El equipo que opera con fuego y otras fuentes de ignición deben ubicarse al menos a 15 m de cualquier área de retención o sistema de drenaje del recipiente.

7.7 Espaciamiento de la instalación de carga y descarga

Se deben cumplir las condiciones especificadas en el punto 7.7.1 siguiente, a menos que el operador de la planta de GNL pruebe a satisfacción de la Comisión y de las autoridades competentes, mediante el análisis de riesgos de la sección 6 de esta NOM, qué condiciones diferentes son aceptables.

7.7.1 Debe ubicarse el muelle utilizado para tubería de transferencia de GNL de manera que cualquier buque-tanque que esté cargando o descargando se encuentre al menos a 30 m de cualquier puente que cruce una vía navegable. El cabezal de carga o descarga debe situarse al menos a 61 m de un puente de estas características.

7.7.2 Las conexiones de carga y descarga del GNL deben ubicarse al menos a 15 m de fuentes de ignición no controladas, áreas de proceso, recipientes de almacenamiento, edificios de control, oficinas, talleres y otras estructuras que alberguen a personal de la planta.

Excepción: Este requerimiento no debe aplicarse a estructuras o equipo asociados de manera directa con la operación de transferencia.

7.8 Edificios y estructuras

Se deben cumplir las condiciones especificadas en el punto 7.8.1 siguiente, a menos que el operador de la planta de GNL pruebe a satisfacción de la Comisión y de las autoridades competentes, mediante el análisis de riesgos de la sección 6 de esta NOM, qué condiciones diferentes son aceptables.

7.8.1 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.

7.8.2 Si los cuartos que contienen GNL y fluidos inflamables se ubican dentro de edificaciones o 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 hora.

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

7.8.3.1 La ventilación debe realizarse mediante alguno de los medios siguientes:

a) Un sistema mecánico de operación continua.

b) Una combinación de sistema de ventilación por gravedad y de 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 de piso hundidos, debe proveerse de un sistema de ventilación mecánica complementario.

7.8.3.2 La capacidad de ventilación debe ser por lo menos de 5 l/s de aire por m^2 de área de piso.

7.8.3.3 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.

7.8.4 Las edificaciones o recintos estructurales no cubiertos por los incisos 7.8.1 y 7.8.2 deben ubicarse o contar con otros medios, para minimizar la posibilidad de que entren gases o vapores inflamables (véase el párrafo 14.1.).

7.8.5 Deben tomarse medidas para minimizar la posibilidad de descarga accidental de GNL en recipientes que pongan en peligro propiedades adyacentes o equipo de proceso y estructuras importantes, o que lleguen al drenaje del agua colectada en la superficie. Debe permitirse el uso de medios de contención portátil o temporal.

7.8.5.1 Los controles de los vaporizadores deben cumplir con los incisos 10.3.1; 10.3.2 y el párrafo 10.4. Cada vaporizador con fuente de calor propia debe proveerse con un medio para cerrar en forma remota la fuente de combustible. El dispositivo debe operar también en el lugar de la instalación.

7.8.5.2 El equipo y las operaciones deben cumplir con las secciones 13.7; 13.8.1; 14.1; 14.2; 14.2.1; 14.2.2; y 7.9.3. No deben aplicarse las medidas de la distancia de espacio libre.

7.8.5.3 El espacio de la instalación del GNL que se especifica en la tabla 7.4.1 debe mantenerse, salvo donde sea necesario proporcionar servicio temporal en un derecho de vía público o en una propiedad donde los espacios libres que se especifican en la tabla 7.4.1 no sean factibles y se satisfagan los requisitos adicionales siguientes:

a) Las barreras de tráfico deben erigirse sobre todos los lados cuando la instalación está sujeta al paso de tráfico vehicular.

b) La operación debe ser supervisada continuamente donde el GNL esté presente en la instalación.

c) Si la instalación o la operación ocasionan cualquier restricción al flujo normal del tráfico vehicular, además del personal de supervisión que se establece en el subinciso 7.8.5.3 b), se debe contar con personal con equipo de señalización para realizar labores continuas para dirigir el tráfico y que éste fluya normalmente.

7.8.5.4 Deben tomarse medidas adecuadas para minimizar la posibilidad de encendido accidental del gas en el caso de una fuga de GNL.

7.8.5.5 Deben estar disponibles en lugares estratégicos extintores portátiles o de manguera recomendados por los fabricantes de equipos contra incendios de gas. Estos extintores deben cumplir y ser mantenidos de acuerdo con las normas y disposiciones técnicas vigentes en México con relación a esta materia y, a falta de éstas, de acuerdo con la tecnología propuesta bajo la responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con prácticas internacionalmente reconocidas.

7.8.5.6 El sitio donde está ubicada la planta de GNL debe vigilarse continuamente y se deben tomar medidas para restringir el acceso del público a los lugares donde esté presente el GNL.

7.8.5.7 Si se requiere odorizar el gas natural en la instalación de emergencia, las restricciones del inciso 7.4.1 no se aplicarán a la ubicación del equipo odorizador que contenga 7,6 litros de odorizante inflamable o menos dentro del sistema de retención.

7.9 Experiencia en el diseño y fabricación de equipos y componentes

7.9.1 Los diseñadores, fabricantes de equipo y constructores de instalaciones de GNL deben contar con experiencia comprobable en el diseño, fabricación y construcción de recipientes de GNL, equipo de proceso, equipo criogénico, equipo de almacenamiento y manejo de refrigerantes, instalaciones de carga y descarga, equipo de contención contra incendio y otros componentes de la instalación. Dichos diseñadores, fabricantes y constructores deberán cumplir con los requisitos establecidos en esta Norma y, en lo no previsto por ésta, con las prácticas internacionalmente reconocidas.

7.9.2 Las pruebas realizadas a los equipos y componentes en fábrica o en planta, así como las de aceptación de los mismos deben ser estructuralmente adecuados y cumplir con esta Norma y, en lo no previsto por ésta, con las prácticas internacionalmente reconocidas.

7.9.3 Los diseñadores, fabricantes de equipo y constructores de instalaciones de GNL deben incorporar las previsiones y características que resulten de los estudios de suelo y estudios generales (ver párrafo 5.3) para determinar que el sitio propuesto de la instalación sea adecuado.

7.9.4 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 evaporación, sistemas y equipo de protección contra incendio y otros componentes de la instalación. 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 Norma y, en lo no previsto por ésta, con las prácticas internacionalmente reconocidas.

7.10 Protección del suelo por el uso de equipo criogénico

Los recipientes de GNL (véase la sección 9.7*),* 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, o se deben proporcionar medios para evitar que se desarrollen esfuerzos que dañen el equipo referido.

7.11 Caída de hielo y nieve

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

7.12 Materiales de concreto

7.12.1 El concreto que se utiliza en la construcción de recipientes de GNL debe apegarse a la sección 9.9.

7.12.2 Las estructuras de concreto que están normal o periódicamente en contacto con el GNL se deben diseñar para soportar la carga de diseño, cargas ambientales aplicables y efectos de temperatura previstos. Estas estructuras deben incluir, entre otros aspectos, cimientos para equipo criogénico. Las estructuras de concreto deben cumplir con lo siguiente:

7.12.2.1 El diseño de las estructuras debe apegarse a lo establecido en el inciso 9.9.2.

7.12.2.2 Los materiales y la construcción deben apegarse a lo establecido en el inciso 9.9.3.

7.12.3 Los soportes de la tubería deben apegarse al párrafo 11.6.

7.12.4 Todas las demás estructuras de concreto deben investigarse 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 para minimizar los efectos de la exposición mencionada o debe cumplir con los subincisos 7.3.2.1 o 7.3.2.2.

7.12.5 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 y disposiciones técnicas vigentes en México con relación a esta materia y, a falta de éstas, de acuerdo con la tecnología propuesta bajo la responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con prácticas internacionalmente reconocidas Para el control de fisuras, el reforzamiento del concreto debe ser de un mínimo de 0,5 por ciento del área de la sección transversal del concreto.

7.12.6 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 regresado a la temperatura ambiente.

8. Equipo de proceso

8.1 Clasificación de áreas peligrosas. Todas las instalaciones de la planta de GNL deben ser sujetas a un análisis para delimitar áreas peligrosas en las que sólo se puede usar equipo seleccionado de acuerdo con el riesgo presente.

8.2 El equipo de proceso, por ejemplo, bombas y evaporadores, entre otros, que contenga GNL, refrigerantes o gases inflamables debe instalarse al aire libre para facilitar su operación, el combate contra incendios y la dispersión de gases y líquidos inflamables. Puede también instalarse en estructuras cerradas en donde el flujo de aire de ventilación sea de por lo menos 5 l/s por m^2 de superficie de piso.

8.3 La colocación del equipo de proceso debe ser de acuerdo con el capítulo 7 de esta Norma.

8.4 Debe instalarse un sistema para el manejo de gas de ebullición y de evaporación súbita, independiente de las válvulas de alivio de los contenedores, para la evacuación segura de los vapores generados en los equipos de proceso y en los tanques de GNL. Los gases de ebullición y de evaporación súbita deben descargarse de modo seguro a la atmósfera o dentro de un sistema cerrado. Los sistemas de ventilación de gas de ebullición y de evaporación súbita se deben diseñar de modo que no puedan aspirar aire normalmente durante la operación.

8.5 En caso de ser factible la ocurrencia de condiciones de vacío interno en cualquier tubería, recipientes 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, éste debe ser de determinada composición o introducirse de modo que no cree una mezcla inflamable dentro del sistema.

9. Tanques de almacenamiento de GNL

9.1 Generalidades. Los resultados del análisis de riesgo a que hace referencia el capítulo 6 de esta Norma, deben ser utilizados para evaluar, justificar técnicamente y seleccionar el tipo de tanques de almacenamiento de la planta 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 esta sección, deberán modificarse las especificaciones que resulten aplicables para que el diseño, construcción, áreas de contención y sistemas auxiliares, sean acordes a los riesgos identificados y cumplan con prácticas internacionalmente reconocidas.

9.1.1 Los tanques de almacenamiento deben tener como mínimo las características siguientes:

a) Los tanques de almacenamiento deben estar diseñados para contener las propiedades físicas del GNL, inclusive el vapor generado en los mismos tanques (Boil-off).

b) Si el contenedor secundario está diseñado, además del primario, para manejar las propiedades físicas del GNL, incluso los esfuerzos térmicos causados por un derrame súbito de GNL debido a una falla del contenedor primario, entonces no se requerirá el cumplimiento de los requisitos de la sección 7 de esta NOM.

c) Si el contenedor secundario no está diseñado para manejar las propiedades físicas del GNL, entonces se requerirá un sistema de retención adicional que cumpla con los requisitos de la sección 7 de esta NOM.

d) En el caso de que cumpla con el inciso 9.1.1 b), y el diseño del tanque asegura que el vapor generado (Boil off) puede ser contenido dentro del tanque de almacenamiento y la presión en dicho tanque puede ser mantenida dentro de sus límites de diseño durante un incidente, ventilando la presión excesiva mediante válvulas de relevo locales o mediante sistemas de relevo remotos según el diseño, entonces se permitirá que los cálculos de las zonas de exclusión por radiación térmica y vapor estén basados en el gas liberado por las válvulas de relevo locales.

e) En el caso de que cumpla con el inciso 9.1.1 b), pero el diseño del tanque no asegura que el vapor generado (Boil off) puede ser contenido dentro del tanque de almacenamiento, entonces los cálculos de las zonas de exclusión por radiación térmica y vapor deben estar basados en la falla del techo exterior del tanque de almacenamiento y se debe usar del diámetro del techo del tanque de almacenamiento como base.

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

9.1.2 El operador de la planta de GNL debe 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 esta Norma, y en lo no previsto por ésta, con lo establecido en las normas y disposiciones técnicas vigentes en México con relación a esta materia y, a falta de éstas, de acuerdo con la tecnología propuesta bajo responsabilidad del particular, previa autorización por parte de la Comisión, y de conformidad con prácticas internacionalmente reconocidas.

9.2 Bases de diseño. El operador 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.

9.2.1 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 físicas del GNL y para operar a una temperatura no mayor de -168°C.

9.2.2 Toda la tubería que forme parte de un tanque de GNL debe cumplir con lo dispuesto en el Capítulo 11 de esta Norma. La tubería del tanque de GNL incluye aquélla 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 purga con gas inerte que estén totalmente dentro de los espacios de aislamiento están exentos de esta disposición.

9.2.3 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 que la presencia de las condiciones de estratificación a menos que se cuente con medios eficientes para prevenir la estratificación del líquido.

9.2.4 Toda zona de la superficie externa de un contenedor de GNL que en forma accidental puede ser sometida a bajas temperaturas causadas por GNL o vapores fríos provenientes de fugas de bridas, válvulas, sellos u otras conexiones no soldadas, debe tener características adecuadas para esas temperaturas, o estar protegida contra los efectos que resulten de esa exposición.

9.2.5 Cuando haya dos o más recipientes 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.

9.2.6 Se debe considerar que la densidad del líquido 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.

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

9.3 Diseño sísmico

Para el diseño sísmico se debe considerar lo dispuesto en los ordenamientos jurídicos que resulten aplicables así como, en su caso, los resultados de las evaluaciones de riesgos realizadas en el sitio en donde se ubique la planta de GNL.

9.3.1 Se deben considerar cargas sísmicas en el diseño de los tanques de GNL y de su sistema de retención. El permisionario debe realizar un análisis del sitio cuyo objeto sea determinar las características de los movimientos sísmicos del suelo y los espectros de respuesta asociados. En dicho estudio se debe evaluar la sismicidad y geología regionales, las frecuencias esperadas de recurrencia de los sismos, las magnitudes máximas de los eventos sobre las fallas conocidas y las zonas de origen, la localización del sitio con respecto de dichas fallas, los efectos de fuentes posteriores, en su caso, y las condiciones subsuperficiales del suelo.

9.3.2 Con base en esta investigación, el movimiento de suelo considerando el Sismo Máximo Probable (SMP) será el movimiento que tenga una probabilidad de 2% de ser excedido en un periodo de 50 años (intervalo promedio de recurrencia de 2 475 años), sujeto a la excepción descrita en el punto 9.3.2.1. Se deben construir espectros, usando esta respuesta de aceleración vertical y horizontal al movimiento del suelo en 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 de vibración de ondas de primer modo, del GNL contenido. La aceleración en la respuesta espectral considerando un sismo SMP para cualquier periodo, *T*, se tomará del espectro de diseño seleccionado con un amortiguamiento que represente óptimamente la estructura que se esté investigando.

Las ordenadas del espectro de respuesta vertical no deben ser menores de 2/3 de las correspondientes al espectro horizontal.

9.3.2.1 Cuando las ordenadas de respuesta espectral probabilística para un espectro de respuesta amortiguada de 5 por ciento, con 2 por ciento de probabilidad de ser excedido 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 9.3.2.3, se debe suponer que el movimiento del suelo considerando un sismo SMP es el menor de los siguientes:

a) El movimiento probabilístico del suelo en un sismo SMP, definido en el inciso 9.3.2.

b) El movimiento determinístico del suelo del subinciso 9.3.2.2, pero no será menor que el movimiento determinista límite del suelo mencionado en el subinciso 9.3.2.3.

9.3.2.2 Se debe calcular el espectro determinista de respuesta del movimiento del suelo considerado en un sismo SMP al 50 por ciento de la aceleración de respuesta espectral mediana, 5 por ciento amortiguada, en todos los periodos, que resulte de un sismo característico en una falla activa conocida dentro de la región.

9.3.2.3 Se tomará el límite determinista del movimiento del suelo en un sismo SMP del espectro de respuesta como 1.5 g, y el valor de S1 (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 está ubicada la instalación de GNL.

9.3.2.4 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:

9.3.2.5 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 9.3.2. El movimiento de terreno en un sismo SOB no necesita exceder el movimiento representado por un espectro de respuesta con aceleración atenuada en un 5 por ciento y que tenga una probabilidad de excedencia de un 10 por ciento dentro de un periodo de 50 años.

9.3.2.6 El movimiento de terreno bajo un sismo SPS está representado por un espectro de respuesta con aceleración atenuada de 5 por ciento y 1 por ciento 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.

9.3.3 Se deben usar los dos niveles de movimiento del suelo, definidos en el inciso 9.3.2.4 para diseñar las estructuras y sistemas siguientes que sean resistentes a los sismos:

9.3.3.1 El recipiente de GNL con su sistema de retención.

9.3.3.2 Los componentes del sistema necesarios para aislar al recipiente de GNL y mantenerlo en un estado de paro seguro.

9.3.3.3 Las estructuras o sistemas, incluyendo los sistemas contra incendio, cuya falla pudiera afectar la integridad de lo mencionado en los subincisos 9.3.3.1 o 9.3.3.2.

9.3.4 Las estructuras y los sistemas mencionados en los subincisos 9.3.3.1 a 9.3.3.3 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 recipiente primario, y debe ser posible aislar y mantener al recipiente de GNL durante y después del sismo SPS.

9.3.5 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 7.2.1. Después de un sismo SOB o un sismo SPS no debe haber pérdida de capacidad de almacenamiento de los tanques.

9.3.6 Un recipiente de GNL debe diseñarse para un sismo SOB, y se debe hacer una comprobación de límite de esfuerzos para el sismo SPS, para asegurar que se apega a lo dispuesto en el punto 9.3.4. 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 técnicas vigentes en México con relación a esta materia y a falta de éstas, de acuerdo con la tecnología propuesta bajo responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con prácticas internacionalmente reconocidas. Los esfuerzos para el sismo SPS deben tener los límites siguientes:

9.3.6.1 En los recipientes metálicos, se deben dejar que los esfuerzos lleguen a la fluencia mínima de los materiales especificada para las condiciones de tensión y al pandeo crítico para la condición de compresión.

9.3.6.2 En recipientes 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 por ciento 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 por ciento 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 por ciento del esfuerzo de fluencia suponiendo una sección agrietada.

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

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

9.3.8 Los recipientes y su sistema de soporte construidos en taller o en planta, diseñados y construidos de acuerdo con las normas y disposiciones técnicas vigentes en México con relación a esta materia, en su caso, y, a falta de éstas, de acuerdo con la tecnología propuesta bajo la responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con prácticas internacionalmente reconocida. Dichos recipientes, 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 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 recipiente 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 recipiente construido en taller o en planta 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 puntos 9.3.1 a 9.3.6.

9.3.9 El recipiente 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 y disposiciones técnicas vigentes en México con relación a esta materia y, a falta de éstas, de acuerdo con la tecnología propuesta bajo la responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con prácticas internacionalmente reconocidas.

9.3.10 En el sitio de ubicación de la planta se debe contar con instrumentación capaz de medir el movimiento del suelo al cual estén sometidos los recipientes.

9.4 Cargas de viento y nieve. Las cargas de diseño de viento y nieve para recipientes de almacenamiento de GNL, se deben determinar de acuerdo con las normas y disposiciones técnicas vigentes en México con relación a esta materia y, a falta de éstas, de acuerdo con la tecnología propuesta de forma voluntaria por el particular, previo visto bueno de la Comisión.

9.5 Aislamiento del recipiente

9.5.1 Todo aislamiento expuesto debe ser incombustible, contener una barrera de vapor, o ser barrera de vapor en forma inherente; no debe contener agua y debe resistir la desintegración ocasionada por los chorros de las mangueras contra incendio. Cuando se use un cascarón externo para retener el aislamiento suelto, el cascarón debe ser de acero o de concreto. El aislamiento expuesto al ambiente no debe tener un valor de difusión de llama mayor que 25.

9.5.2 El espacio entre el tanque interno y el externo debe contener aislamiento incombustible que sea compatible con el GNL y el gas natural. El aislamiento debe ser tal que un incendio exterior al tanque externo no pueda causarle deterioro importante a su conductividad térmica, por causas tales como fusión o asentamiento. 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 recipiente.

Excepción: No se exigirá que los materiales usados entre los fondos de los tanques interno y externo (pisos) cumplan con los requisitos de combustibilidad, siempre y cuando que el diseño y la instalación se apeguen a lo siguiente:

a) La calificación de difusión de llama del material no sea mayor de 25, y el material no soporte la combustión continua y progresiva en el aire.

b) El material tenga una composición tal que las superficies que podrían estar expuestas al penetrar el material en cualquier plano tengan una calificación de difusión de llama no mayor de 25, y no soporten la combustión continua y progresiva.

c) Se demuestre con una prueba que las propiedades de combustión del material no cambien en forma sustancial como resultado de una exposición prolongada al GNL o al gas natural a la presión y temperatura anticipadas de servicio.

d) Se demuestre que los materiales, una vez instalados, pueden ser purgados de gas natural. La cantidad de gas natural que quede después del purgado debe ser insignificante y no debe aumentar la combustibilidad del material.

9.6 Volumen de llenado. Los recipientes diseñados para trabajar a presiones mayores de 100 kPa deben tener uno o varios dispositivos que eviten que el recipiente se llene totalmente de líquido, o que cubra con líquido la entrada a los dispositivos de alivio, cuando la presión en el recipiente alcance la presión preestablecida en los dispositivos de alivio bajo todas las condiciones de operación.

9.7 Cimientos. Los recipientes de GNL se deben instalar sobre cimientos diseñados por un ingeniero calificado y experto en la materia y estar construidos de acuerdo con las prácticas reconocidas de la ingeniería estructural. Antes de iniciar el diseño y la construcción del cimiento, un ingeniero en mecánica

de suelos calificado debe hacer una investigación subsuperficial, para determinar las propiedades estratigráficas y físicas de los suelos subyacentes al sitio.

9.7.1 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.

9.7.2 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 penetre 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.

9.7.3 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.

9.7.4 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, para 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.

9.7.5 Se debe vigilar en forma periódica el asentamiento de los cimientos del recipiente 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 se debe investigar con el objeto de tomar las acciones correctivas necesarias.

9.8 Recipientes metálicos

9.8.1 Los recipientes metálicos deben tener pared doble, con el tanque interno para contener el GNL rodeado por aislamiento contenido en el tanque externo. Las especificaciones del metal y sus aleaciones, para el tanque interno tanto como para el externo, deberán cumplir con lo establecido por esta Norma y, en lo no previsto por ésta, con prácticas internacionalmente reconocidas.

9.8.2 Recipientes diseñados para operar a 100 kPa o menos. Los recipientes soldados, diseñados para una presión no mayor de 100 kPa (1 kPa=0.0102 kg/cm^2), deben apegarse a las normas y disposiciones técnicas vigentes en México con relación a esta materia y, a falta de éstas, de acuerdo con la tecnología propuesta bajo responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con prácticas internacionalmente reconocidas. Se requiere inspección radiográfica del 100 por ciento de la longitud de todas las soldaduras a tope, horizontales y verticales, relacionadas con la pared del recipiente.

9.8.3 Recipientes diseñados para operar a más de 100 kPa.

9.8.3.1 El tanque interno debe ser de construcción soldada, apegarse a las normas y disposiciones técnicas vigentes en México con relación a esta materia y, a falta de éstas, de acuerdo con la tecnología propuesta bajo responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con prácticas internacionalmente reconocidas. Asimismo, debe tener un sello que señale este cumplimiento y estar registrado, en su caso, en la Secretaría de Trabajo y Previsión Social.

a) 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.

b) 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.

c) El tanque 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 tanque después de un periodo en servicio, la presión de purga, la de operación del espacio entre los tanques interno y externo, y la relativa a las cargas sísmicas.

9.8.3.2 El tanque externo debe ser de construcción soldada y se permite utilizar cualquiera de los aceros al carbono a temperatura igual o mayor que la temperatura mínima admisible de uso, de conformidad con las normas y disposiciones técnicas vigentes en México con relación a esta materia y, a falta de éstas, de acuerdo con la tecnología propuesta bajo responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con prácticas internacionalmente reconocidas, exceptuando aquellos materiales con un punto de fusión inferior a 1093°C, cuando el recipiente esté enterrado o se encuentre arriba del nivel del suelo.

a) Cuando se use aislamiento por vacío, el tanque externo debe diseñarse de conformidad con las normas y disposiciones técnicas vigentes en México con relación a esta materia y, a falta de éstas, de acuerdo con la tecnología propuesta bajo responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con prácticas internacionalmente reconocidas, usando una presión externa no menor de 100 kPa. Las tapas y los tanques externos esféricos, formados por segmentos o gajos y armados con soldadura, se deben diseñar apegándose a las normas y disposiciones técnicas vigentes en México con relación a esta materia y, a falta de éstas, de acuerdo con la tecnología propuesta bajo responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con prácticas internacionalmente reconocidas, usando una presión externa de 100 kPa.

9.8.3.3 La presión máxima admisible de trabajo se debe especificar para todos los componentes.

9.8.3.5 Se deben instalar barreras térmicas para prevenir que la temperatura del tanque externo sea menor que la temperatura de diseño.

9.8.3.4 El tanque externo debe tener un dispositivo de alivio o de otro tipo que descargue la presión interna. El área de descarga del mismo debe ser cuando menos 0.0034 cm^2/kg de la capacidad en agua del tanque interno, pero esa área no debe ser mayor que 2 000 cm^2. Ese dispositivo debe funcionar a una presión no mayor que la menor de las siguientes: la presión interna de diseño del tanque externo, la presión externa de diseño del tanque interno o 172 kPa.

9.8.3.5 Se deben instalar barreras térmicas para evitar que la temperatura del tanque externo sea menor que su temperatura de diseño.

9.8.3.6 Las patas y sus apoyos se deben diseñar de acuerdo con las normas y disposiciones técnicas vigentes en México con relación a esta materia y, a falta de éstas, de acuerdo con la tecnología propuesta bajo responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con prácticas internacionalmente reconocidas. Se debe tener en cuenta las cargas relativas al transporte, la construcción, las sísmicas, eólicas y térmicas.

9.8.3.7 Los cimientos y los soportes se deben diseñar y proteger, para tener una calificación de resistencia al fuego no menor que 2 horas. Si se usa aislamiento para satisfacer este requisito, debe ser resistente a la desintegración debida a los chorros de las mangueras contra incendio.

9.8.4 Se deben minimizar las concentraciones de esfuerzos debidas al sistema de soporte usando dispositivos tales como planchas y anillos de carga. Se debe tener en cuenta la dilatación y la contracción del tanque interno y se debe diseñar el sistema de soporte para que se mantengan dentro de los límites admisibles los esfuerzos resultantes impartidos a los tanques interno y externo.

9.8.7.1 Para cargas de transporte, los soportes se deben diseñar para el valor máximo de aceleración de la gravedad (g) esperado, multiplicada por la masa vacía del tanque interno.

9.8.7.2 Para la carga de operación se deben diseñar los soportes para la masa total del tanque 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 líquido especificado, dentro del intervalo de las temperaturas de operación, pero la densidad mínima debe ser 470 kg/m^3.

9.8.8 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 mínima especificada a la

fluencia, a temperatura ambiente. Para los elementos roscados, se debe usar el área mínima en la raíz de las roscas.

9.9 Recipientes de concreto

9.9.1 Alcance. Esta sección se debe aplicar al diseño y la construcción de recipientes de concreto pretensado para cualquier presión de operación, tenga aislamiento externo o interno, y para paredes protectoras de concreto pretensado que rodeen cualquier tipo de recipiente.

9.9.2 Estructura del recipiente.

9.9.2.1 El diseño de los recipientes de concreto se debe apegar a los puntos 9.9.3.1 a 9.9.3.6.

9.9.2.2 Los esfuerzos admisibles en las consideraciones normales de diseño se deben basar en los valores mínimos especificados de resistencia a temperatura ambiente.

9.9.2.3 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 9.9.2.3.

Tabla 9.9.2.3 Esfuerzo admisible en las varillas de refuerzo

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

9.9.2.4 El alambre o los cables de acero, indicados en el subinciso 9.9.3.4 y usados como refuerzo no pretensado, se deben diseñar con un esfuerzo máximo admisible como sigue:

a) Aplicaciones de control de agrietamiento 207 MPa.

b) Otras aplicaciones 552 Mpa.

9.9.2.5 Se deben tener en cuenta las fuerzas internas que actúen sobre el recipiente, debidas a la restricción de relleno durante el calentamiento.

9.9.3 Materiales sometidos a la temperatura del GNL.

9.9.3.1 El concreto debe cumplir con lo establecido en las normas y disposiciones técnicas vigentes en México con relación a esta materia y, a falta de éstas, de acuerdo con la tecnología propuesta bajo responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con prácticas internacionalmente reconocidas. 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.

9.9.3.2 El agregado debe cumplir con lo especificado en las normas y disposiciones técnicas vigentes en México con relación a esta materia y, a falta de éstas, de acuerdo con la tecnología propuesta bajo responsabilidad del permisionario, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con prácticas internacionalmente reconocidas. El agregado será denso, y química y físicamente adecuado para obtener un concreto de alta resistencia y duración.

9.9.3.3 El mortero neumático debe apegarse a las normas y disposiciones técnicas vigentes en México con relación a esta materia y, a falta de éstas, de acuerdo con la tecnología propuesta bajo responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con prácticas internacionalmente reconocidas.

9.9.3.4 Los elementos de resistencia alta a la tensión, en el concreto pretensado, deben apegarse a las normas y disposiciones técnicas vigentes en México con relación a esta materia y, a falta de éstas, de acuerdo con la tecnología propuesta bajo responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con prácticas internacionalmente reconocidas.

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

9.9.3.6 El acero reforzado para el concreto reforzado debe apegarse a las normas y disposiciones técnicas vigentes en México con relación a esta materia y, a falta de éstas, de acuerdo con la tecnología propuesta bajo responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con prácticas internacionalmente reconocidas.

9.9.3.7 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 apreciables bajo cualquier condición de cargas de diseño.

9.9.3.8 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.

9.9.4 Construcción, inspección y pruebas.

9.9.4.1 Los recipientes de concreto para GNL se deben construir de acuerdo con las normas y disposiciones técnicas vigentes en México con relación a esta materia y, a falta de éstas, de acuerdo con la tecnología propuesta bajo responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con prácticas internacionalmente reconocidas.

9.9.4.2 Los recipientes de concreto para GNL se deben inspeccionar de acuerdo con las normas y disposiciones técnicas vigentes en México con relación a esta materia y, a falta de éstas, de acuerdo con la tecnología propuesta bajo responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con prácticas internacionalmente reconocidas.

9.9.4.3 Los componentes metálicos se deben construir y probar de acuerdo con las normas y disposiciones técnicas vigentes en México con relación a esta materia y, a falta de éstas, de acuerdo con la tecnología propuesta bajo responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con prácticas internacionalmente reconocidas.

9.9.4.4 Los demás materiales que se usen en la construcción de recipientes de concreto para GNL se deben calificar antes de usarlas, de acuerdo con las normas y disposiciones técnicas vigentes en México con relación a esta materia y, a falta de éstas, de acuerdo con la tecnología propuesta bajo responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con prácticas internacionalmente reconocidas.

9.10 Identificación de los recipientes de GNL

9.10.1 Se debe identificar cada uno de los recipientes 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 recipiente

d) Densidad máxima permitida del líquido que se almacenará

e) Nivel máximo de llenado con el líquido que se almacenará (ver 9.6)

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 recipiente.

9.10.2 Los recipientes de almacenamiento deben tener todas las penetraciones marcadas con la función de la penetración. Las marcas deben permanecer visibles aun en caso de que se presente una helada.

9.11 Verificación de los recipientes de GNL. Se debe hacer una verificación a fin de comprobar que los recipientes no presentan fugas conforme con las normas y disposiciones técnicas vigentes en México con relación a esta materia y, a falta de éstas, de acuerdo con la tecnología propuesta bajo responsabilidad

del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con prácticas internacionalmente reconocidas. Deben repararse todas las fugas identificadas en los recipientes.

9.12 Los recipientes diseñados para presión manométrica hasta de 103 kPa se deben probar de acuerdo con las normas y disposiciones técnicas vigentes en México con relación a esta materia y, a falta de éstas, de acuerdo con la tecnología propuesta bajo responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con prácticas internacionalmente reconocidas.

9.13 Los recipientes diseñados para presiones manométricas superiores a 103 kPa deben pasar por una prueba que comprenda lo siguiente:

a) Los recipientes fabricados en taller o en planta deben pasar por una prueba de presión realizada por el fabricante antes de ser embarcados al sitio donde van a instalarse.

b) El tanque interior debe pasar una prueba de conformidad con las normas y disposiciones técnicas vigentes en México con relación a esta materia y, a falta de éstas, de acuerdo con la tecnología propuesta bajo responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con prácticas internacionalmente reconocidas. El tanque exterior debe pasar la prueba de fugas.

c) Los recipientes y la tubería asociada deben pasar la prueba de fugas antes de llenar el recipiente con GNL.

9.14 Después de que hayan concluido las pruebas de aceptación, no se debe realizar ningún trabajo de soldadura en campo en los recipientes de GNL. Se tendrá que volver a realizar una prueba conforme a un método apropiado para una reparación o modificación cuando dicha reparación o modificación sea de naturaleza tal que se requiera una prueba nueva para verificar el elemento afectado y sea necesario demostrar lo adecuado de la modificación o reparación.

Excepción No. 1: Se permitirá realizar un trabajo de soldadura en campo en las placas delanteras o en los soportes proporcionados para ese fin.

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

9.15 Purgado y enfriado de recipientes. Antes de que el recipiente de GNL se ponga en servicio, se debe purgar y enfriar conforme a los incisos 15.3.5 y 15.3.6.

9.16 Dispositivos de alivio

9.16.1 Generalidades. Todos los recipientes deben estar equipados con dispositivos de alivio de presión y vacío, de conformidad con lo siguiente:

a) Para recipientes diseñados para operar a 103 kPa y a niveles inferiores. Los dispositivos de seguridad deben tener el tamaño indicado de acuerdo con las normas y disposiciones técnicas vigentes en México con relación a esta materia y, a falta de éstas, de acuerdo con la tecnología propuesta bajo responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con prácticas internacionalmente reconocidas.

b) Para recipientes diseñados para operar a niveles superiores 103 kPa. Los dispositivos de seguridad deben tener el tamaño indicado de acuerdo con las normas y disposiciones técnicas vigentes en México con relación a esta materia y, a falta de éstas, de acuerdo con la tecnología propuesta bajo responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con prácticas internacionalmente reconocidas.

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

9.16.2.1 Cada válvula de alivio o rompedora de vacío de los recipientes de GNL debe poder aislarse del recipiente 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 alivio de presión y de vacío en el recipiente de GNL para permitir que cada una se aísle 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 alivio y su reserva al recipiente, o dos válvulas de alivio conectadas por separado al recipiente, cada una con una válvula.

9.16.2.2 No se debe cerrar más de una válvula de cierre a la vez.

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

9.16.3 Tamaño del dispositivo de alivio

9.16.3.1 Alivio de presión. La capacidad de los dispositivos de alivio de presión se debe basar en lo siguiente:

a) Exposición al fuego

b) Alteración en la operación, como falla en el dispositivo de control

c) Otras circunstancias resultado de fallas en el equipo o errores de operación

d) Desplazamiento de vapores durante el llenado

e) Vaporización súbita durante el llenado, como resultado del llenado o a consecuencia de la mezcla de productos de composición diferente

f) Pérdida de refrigeración

g) Flujo de calor por la bomba de recirculación

h) Caída de la presión barométrica

9.16.3.2 Los dispositivos de alivio de presión deben tener el tamaño suficiente para liberar la capacidad de flujo determinada por la contingencia aislada mayor o por cualquier combinación de contingencias razonable y probable.

9.16.4 Capacidad mínima. La capacidad de alivio de presión mínima en kg/h no debe ser menor a 3% del contenido total del tanque en 24 horas.

9.16.5 Rompimiento de vacío. La capacidad de los dispositivos de rompimiento de vacío se debe basar en lo siguiente:

a) Retiro de líquido o vapor a velocidad máxima.

b) Elevación en la presión barométrica.

c) Reducción en la presión espacial de vapores como resultado del llenado con un líquido subenfriado.

9.16.5.1 Los dispositivos rompedores de vacío deben tener el tamaño suficiente para aliviar la capacidad del flujo determinada por la contingencia aislada mayor o por cualquier combinación de contingencias razonable y probable, menos la velocidad de vaporización que se produce por la ganancia de calor normal mínima en el contenido del tanque. No se permitirá acreditar la capacidad de alivio de vacío por la represurización de gas ni por los sistemas de acumulación de vapores.

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

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

en donde:

H = entrada total de calor, Watt

H_n = flujo normal de calor en tanques refrigerados, Watt

A = área de superficie húmeda expuesta del recipiente, m^2

F = factor ambiental (de la tabla 9.16.6)

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

Tabla 9.16.6 Factores ambientales

Base	Factor *F*
Recipiente base	1,0
Instalaciones para la aplicación de agua	1,0
Instalaciones para el despresurizado y vaciado	1,0
Recipiente 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•°C)] del sistema de aislamiento usando el valor promedio para el rango de temperatura de T_f a +904°C. T_f es la temperatura del contenido en condiciones de alivio, °C.

9.16.6.1 También aplicará lo siguiente:

El aislamiento debe ser incombustible, resistir la fuerza del chorro ocasionada por el equipo contra incendio y no descomponerse a temperaturas superiores a 538°C. Si el aislamiento no se ajusta a estos criterios, no se considerará efecto por el aislamiento.

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

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

en donde:

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

L = calor latente de la vaporización del líquido almacenado a la presión y temperatura de alivio, 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°C y 101 kPa

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

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

M = masa molecular del vapor producido, g/gmol

10. Sistema de vaporización

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

10.1.1 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.

10.1.1.1 Vaporizadores con fuente de calor integral. Son aquellos en los que la fuente de calor es integral al intercambiador de vaporización. Esta clasificación incluye los vaporizadores de combustión sumergidos.

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

10.1.2 Vaporizadores con fuente de calor ambiental. Son aquellos que derivan su calor a partir de fuentes de calor naturales, como la atmósfera, el agua de mar, o aguas geotérmicas. Si la temperatura de la fuente de calor natural sobrepasa los 100°C, se considera un vaporizador con fuente de calor remota.

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 un vaporizador con fuente de calor remota y se aplican las disposiciones para este tipo de vaporizador.

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

10.2 Diseño y materiales. Los vaporizadores deben ser diseñados, fabricados e inspeccionados de acuerdo con esta Norma y en lo previsto por ella, con las normas y disposiciones técnicas vigentes en México con relación a esta materia y, a falta de éstas, con la tecnología propuesta bajo responsabilidad del particular, previa autorización de la Comisión, y de conformidad con las prácticas internacionalmente reconocidas.

10.2.1 Los vaporizadores deben operar en un rango de temperaturas de -162°C a + 37.7°C.

10.2.2 Los intercambiadores de calor del vaporizador deben estar diseñados para una presión de operación cuando menos igual a la presión de descarga máxima de la bomba de GNL o del sistema del recipiente presurizado que los alimenta, el que sea mayor.

10.3 Tubería de los vaporizadores

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

10.3.2 La válvula de descarga de cada vaporizador, las válvulas de alivio y los componentes de la tubería instalados corriente arriba desde dicha válvula de descarga, deben ser diseñadas para operar a la temperatura del GNL (-168ºC).

10.3.3 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.

10.3.4 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 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.

10.3.5 Cada vaporizador con fuente de calor propia debe contar con un dispositivo para interrumpir el 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.

10.3.6 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.

10.3.7 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.

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

10.4.1 Para vaporizadores con fuente de calor propia o con fuente de calor de proceso, las válvulas de alivio 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.

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

11. Sistemas de tubería y sus componentes

11.1 Generalidades. El diseño de los sistemas de tubería debe apegarse a lo establecido en esta Norma y en lo previsto por ella, en las normas y disposiciones técnicas vigentes en México con relación a esta materia y, a falta de éstas, de acuerdo con la tecnología propuesta bajo responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con prácticas internacionalmente reconocidas. 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 -29º C. Para el diseño de la tubería se debe aplicar el movimiento sísmico de terreno SOB.

11.2 Tubería, accesorios y uniones

11.2.1 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.

11.2.2 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.

11.2.3 El número de uniones roscadas o bridadas deben ser mínimo y 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 y niples roscados deben ser al menos cédula 80.

11.3 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 y disposiciones técnicas vigentes en México con relación a esta materia y, a falta de éstas, de acuerdo con la tecnología propuesta bajo responsabilidad del permisionario, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con prácticas internacionalmente reconocidas. El material de los empaques debe ser no combustible.

11.3.1 En caso que la tubería pueda estar expuesta a la temperatura del GNL o de algún refrigerante o al calor de un derrame que produzca flama 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:

11.3.1.1 Ser fabricada con materiales que puedan soportar tanto la temperatura normal de operación como las temperaturas extremas a la que podrían estar sujetos durante una emergencia.

11.3.1.2 Estar protegida por aislamiento térmico u otro medio para retrasar la falla provocada por dichas temperaturas extremas hasta que el operador pueda efectuar una acción correctiva.

11.3.1.3 Ser capaz de mantenerse aislada y detener el flujo donde la tubería esté expuesta sólo al calor de un derrame con flama durante una emergencia.

11.3.2 El aislamiento de la tubería usado para mitigar la exposición al fuego debe ser de materiales que no propaguen el fuego y que conserven todas las propiedades necesarias durante una emergencia cuando estén expuestos al fuego, al calor, al frío o al agua, según aplique.

11.3.3 En los tubos con soldadura longitudinal o espiral, tanto la soldadura como la zona afectada por el calor deben cumplir con las normas y disposiciones técnicas vigentes en México con relación a esta materia y, a falta de éstas, de acuerdo con la tecnología propuesta bajo responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con prácticas internacionalmente reconocidas. No se permite usar tubos con soldadura en horno traslapada ni a tope.

11.3.4 No se permite usar tubos, válvulas, ni accesorios de fierro fundido, dúctil o maleable.

11.4 Válvulas

11.4.1 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 la congelación. Si el bonete extendido en una línea de líquido criogénico se instala a un ángulo mayor de 45° de la vertical, se debe mostrar evidencia de servicio satisfactorio en la posición instalada. Las válvulas deben cumplir con las normas y disposiciones técnicas vigentes en México con relación a esta materia y, a falta de éstas, de

acuerdo con la tecnología propuesta bajo responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con prácticas internacionalmente reconocidas.

11.4.2 Las conexiones de 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.

11.4.3 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, esté más allá del asiento de cierre de dicha válvula interna.

11.4.4 Los recipientes 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:

11.4.4.1 Una válvula de cierre automático en caso de estar expuesta al fuego.

11.4.4.2 Una válvula de cierre rápido, de control remoto que permanezca normalmente cerrada, con excepción del periodo de operación.

11.4.4.3 Una válvula de no retorno en las conexiones de llenado.

11.4.5 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.

11.4.6 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.

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

11.4.8 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 para una operación manual.

11.5 Soldadura: La calificación y el desempeño de los soldadores deben estar en conformidad con las normas y disposiciones técnicas vigentes en México con relación a esta materia y, a falta de éstas, de acuerdo con la tecnología propuesta bajo responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con prácticas internacionalmente reconocidas.

11.5.1 En donde se sueldan 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.

11.5.2 Cuando se tienen que 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.

11.5.3 No se permite el uso de soldadura de oxiacetileno.

11.6 Soportes de tubería

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

11.6.2 Los soportes para tubería para líneas frías 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.

11.7 Identificación de la tubería. La tubería se debe identificar con los colores y señalización que en materia de seguridad establezcan las disposiciones jurídicas aplicables.

11.8 Inspección y pruebas de la tubería

11.8.1 Prueba de presión. Se deben realizar pruebas de presión de acuerdo con las normas y disposiciones técnicas vigentes en México con relación a esta materia y, a falta de éstas, de acuerdo con la tecnología propuesta bajo responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de

conformidad con prácticas internacionalmente reconocidas. Para evitar una posible falla por ruptura, la tubería de acero al carbono y acero de baja aleación se debe probar a presión a temperaturas del metal encima de su temperatura de transición de ductilidad cero.

11.8.2 Registros. Se deben mantener registros de la presión, temperatura del medio de prueba, y de la temperatura ambiente durante la duración de cada prueba.

11.8.3 Pruebas de la tubería soldada

11.8.3.1 La tubería con soldadura longitudinal o espiral sujeta a temperaturas de servicio menores a -29°C 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 por ciento de la soldadura longitudinal o espiral haya sido sometida a inspección radiográfica o ultrasónica.

11.8.3.2 En todas las soldaduras circunferenciales a tope se deben examinar la circunferencia completa de soldadura por medio de inspección radiográfica o por ultrasonido, excepto las siguientes:

a) 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 por ciento de la Resistencia de Cedencia Mínima especificada; dichas tuberías sólo deben inspeccionarse visualmente.

b) Para tuberías de presión que operen a una temperatura superior a -29°C; el 100% de las uniones soldadas diariamente deben ser inspeccionadas por radiografía o por ultrasonido las circunferencias completas de soldadura.

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

11.8.3.4 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.

11.8.4 Criterios de inspección. Los métodos de verificación no destructivos, las limitaciones en los defectos, la calificación del inspector autorizado y del personal que realiza el examen, deben cumplir con las normas y disposiciones técnicas vigentes en México con relación a esta materia y, a falta de éstas, de acuerdo con la tecnología propuesta bajo responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con prácticas internacionalmente reconocidas.

11.9 Válvulas de seguridad y de alivio

11.9.1 Los dispositivos de seguridad para alivio 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 para ajustar la presión de alivio deben estar sellados.

11.9.2 Se debe instalar una válvula de alivio de expansión térmica conforme se requiera para evitar la sobrepresión en cualquier sección de una tubería que lleva líquidos o vapores fríos que se puedan aislar por medio de válvulas.

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

11.9.2.2 La descarga de dichas válvulas se debe dirigir para minimizar el riesgo al personal y a cualquier otro equipo.

11.10 Control de corrosión

11.10.1 Las tuberías enterradas y/o sumergidas deben estar protegidas y mantenerse conforme a los principios establecidos en la NOM-008-SECRE-1999.

11.10.2 Los aceros inoxidables austeníticos y las aleaciones de aluminio se deben proteger para minimizar la corrosión y las picaduras provocadas por sustancias atmosféricas e industriales corrosivas 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.

12. Instrumentación y servicios eléctricos

12.1 Los tanques de GNL deben estar equipados con dos sistemas independientes de medición de nivel de líquidos y de alarmas.

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

12.3 El equipo y cableado eléctrico serán del tipo especificado y deben ser instalados de acuerdo con los requisitos para ubicaciones peligrosas en las áreas de la planta clasificadas como peligrosas.

12.4 Se deben proporcionar las conexiones a tierra y uniones eléctricas adecuadas.

13. Transferencia de GNL y refrigerantes

13.1 Esta sección aplica a la transferencia de GNL, refrigerantes, líquidos inflamables y gases inflamables entre los contenedores o tanques de almacenamiento y los puntos de recepción o embarque por ducto o embarcaciones.

13.2 Las instalaciones de transferencia deben también cumplir, en lo conducente, con los requisitos de esta Norma.

13.3 Sistema de tubería

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

13.3.2 Se debe instalar un método de enfriamiento en una tubería para transferencia periódica de fluidos criogénicos, para preenfriarla antes de usarla.

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

13.4 Control de bombas y compresores

13.4.1 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 cargar o descargar embarcaciones, deben tener controles para detener su operación desde la zona de carga o descarga, así como en el lugar donde están localizados la bomba o compresor. Los controles a bordo de un barco deben apegarse a esta disposición. Se deben instalar luces de señal en la zona de carga y descarga, para indicar cuándo están parados o funcionando una bomba o compresor remoto de carga o descarga.

13.5 Recepción de GNL del buque-tanque.

13.5.1 El diseño, construcción y operación de los muelles y atracaderos deben cumplir con los requisitos de las autoridades competentes en la materia.

13.5.2 Se deben instalar válvulas de aislamiento y conexiones de purga en el cabezal de descarga de los tubos de líquido y de retorno de vapores, para poder bloquear, drenar o sacar por bombeo el contenido de mangueras y brazos, y poder bajarles la presión antes de desconectarlos. Las válvulas de aislamiento de líquido, independientemente del tamaño, y las válvulas de vapores 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 tener válvulas. Las purgas o respiraderos deben descargar a una zona segura.

13.5.3 Cada tubería de retorno de vapor y de transferencia de líquido 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.

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

13.6 Tubería de recepción de GNL

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

13.6.2 Se deben tener medios para asegurar que las transferencias a sistemas de tubería de entrega no puedan rebasar las limitaciones de presión o temperatura de esos sistemas.

13.6.3 Se deben instalar conexiones de purga o de ventilación para poder drenar y despresurizar los brazos y mangueras de carga, antes de desconectarlos. Se permitirá que el gas o el líquido se ventilen a la atmósfera si descargan en un área segura.

13.7 Mangueras y brazos

13.7.1 Las mangueras o brazos que se usen para transferencias deben estar diseñadas para las condiciones de temperatura y de presión requeridas. Las mangueras deben estar aprobadas para el servicio y diseñadas para una presión de ruptura no menor que cinco veces la presión de servicio.

13.7.2 Se deben usar mangueras metálicas flexibles o tubos y conexiones giratorias, cuando se esperen temperaturas de operación menores que -51°C.

13.7.3 Los brazos de carga o descarga de buques-tanque deben tener alarmas que indiquen cuándo se está llegando a su alcance el límite de extensión.

13.7.4 Se deben instalar los medios adecuados de soporte de la manguera o el brazo de descarga. En los contrapesos se debe tener en cuenta la formación de hielo en las mangueras o brazos no aislados.

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

13.8 Comunicaciones y alumbrado

13.8.1 Se debe disponer de comunicaciones en los lugares de carga y descarga del GNL, para que el operador pueda estar en contacto con personal localizado remotamente relacionado con dicha operación de carga y descarga. Se permiten comunicaciones por teléfono, altavoces, radio o señales luminosas.

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

14. Protección y seguridad contra incendios

14.1 Alcance. La protección contra incendios debe ser proporcionada para todas las plantas e instalaciones de GNL. El alcance del sistema de protección debe ser determinado por una evaluación basada en principios de ingeniería de protección contra incendios, análisis de condiciones locales y riesgos dentro de las instalaciones y exposición hacia o desde otra propiedad. La evaluación debe determinar como mínimo lo siguiente:

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

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

14.1.3 Métodos necesarios para aislar el equipo y estructuras de los efectos de la exposición al fuego.

14.1.4 Sistemas de agua para protección contra incendios.

14.1.5 Extintores y demás equipo contra incendios.

14.1.6 Equipo y procesos que se incorporarán en el sistema de Paro de Emergencias (PDE), incluyendo el análisis de subsistemas, si existen, y la necesidad de equipos específicos de despresurización durante una emergencia por incendio.

14.1.7 Tipo y ubicación de los sensores necesarios para iniciar la operación automática del sistema PDE o de sus subsistemas.

14.1.8 Disponibilidad y responsabilidades del personal de planta y disponibilidad de personal externo a la planta para dar respuesta externa durante una emergencia.

14.1.9 Equipo de protección manual sobre entrenamiento especial y características requeridas para las respectivas tareas de emergencia.

14.2 Sistema de Paro de Emergencia (PDE). En caso de emergencia, el sistema PDE debe cerrar la fuente de suministro de GNL, líquidos y gases inflamables. El sistema PDE, debe parar la operación de cualquier equipo cuya operación continua pueda aumentar o sostener la condición de emergencia.

14.2.1 Los sistemas PDE deben basarse en diseño a prueba de falla o se deben instalar, localizar o proteger para minimizar la posibilidad de que no funcionen en caso de una emergencia o falla en el sistema de control normal. Los sistemas de paro de emergencia que no sean del tipo a prueba de falla deben tener todos sus componentes ubicados a menos de 15 m del equipo a controlar, en una de las formas siguientes:

14.2.1.1 Instalados o ubicados donde no puedan quedar expuestos a un incendio.

14.2.1.2 Protegidos contra falla debida a la exposición al fuego, durante un mínimo de 10 minutos.

14.2.2 Las instrucciones de operación que identifiquen la ubicación y el funcionamiento de los controles de emergencia, se deben mostrar en lugares sobresalientes en el área de la instalación.

14.2.3 El inicio del o los sistemas de paro de emergencia puede ser manual, automático, o manual y automático, dependiendo de los resultados de la evaluación hecha de acuerdo con el párrafo 14.1 de esta NOM. Los actuadores manuales deben estar en una zona accesible durante una emergencia, deben estar a un mínimo de 15 m del equipo que sirven, y se deben indicar sus funciones designadas en forma distinta y resaltadas.

14.3 Control de incendios y fugas

14.3.1 Aquellas zonas, incluyendo los edificios cerrados, que tengan potencial de tener concentraciones peligrosas de gas inflamable, de GNL o de derrames de, o de incendio, deben ser vigiladas de conformidad con los resultados de la evaluación realizada de acuerdo con el párrafo 14.1 de esta Norma.

14.3.2 Los sensores a baja temperatura y sistemas de detección de gas inflamable en la zona deben estar activados permanentemente y deben accionar una alarma audible y visual en el centro de vigilancia permanente de la planta. Los sistemas de detección de gas inflamable deben activar dicha alarma antes de que la concentración de gas exceda 25 por ciento del límite inferior de inflamabilidad del gas o vapor que se vigila.

14.3.3 Los detectores de fuego deben activar una alarma en la planta y en el centro de vigilancia permanente de la planta. Además, si así lo determina una evaluación hecha de acuerdo con el párrafo 14.1 de esta Norma se puede permitir que los detectores de fuego activen partes del sistema de paro de emergencia. Los sistemas de detección usados deben ser instalados y mantenidos de acuerdo con los reglamentos y los estándares vigentes en México aplicables y; en ausencia de los mismos, de acuerdo con prácticas internacionalmente reconocidas aprobadas por la Comisión.

14.3.4 La planta debe contar con un sistema de suministro, distribución y aplicación de agua contra incendios para protección contra la exposición al fuego, para enfriar los tanques de almacenamiento, equipo y tubería, y para el control de fugas y derrames sin ignición.

14.3.5 Deben estar disponibles en ubicaciones estratégicas dentro de la planta de GNL y de acuerdo con el párrafo 14.1 de esta Norma, extintores portátiles o sobre ruedas recomendados por el fabricante para combatir incendios por gas natural.

14.3.6 Los vehículos automotores asignados a la planta deben tener por lo menos un extintor de polvo químico portátil, con capacidad no menor de 8,2 kg.

14.3.7 Se debe preparar e implantar un programa de mantenimiento escrito para todo el equipo contra incendio de la planta.

14.3.8 La indumentaria y equipo especial para el personal que proporcionará protección contra los efectos de la exposición al GNL debe estar disponible y accesible a todo el personal en las instalaciones.

14.3.9 Los empleados que intervengan en actividades de emergencia, determinadas de acuerdo con el párrafo 14.1 de esta Norma, deben tener la ropa y el equipo de protección necesarios y estar calificados para este tipo de actividades.

14.3.10 Se deben establecer prácticas y procedimientos, por escrito, para proteger a los empleados de los peligros al entrar en espacios confinados o peligrosos.

14.3.11 Deben estar fácilmente disponibles al menos tres indicadores portátiles de gas inflamable en la planta.

14.3.12 El operador de las instalaciones debe proporcionar un sistema de seguridad de acceso controlado que esté diseñado para evitar la entrada a la planta a personas sin autorización. Se deben de proporcionar rutas de evacuación controlada en caso de emergencia.

15. Seguridad

15.1 Procedimientos de seguridad

El permisionario debe establecer y mantener actualizado un manual de procedimientos escritos, el cual contenga al menos lo siguiente:

a) El programa de inspecciones y patrullajes con la descripción de cómo realizarlas.

b) Una lista de los puestos de personal encargado de seguridad en la planta con la descripción de las obligaciones y deberes de cada puesto.

c) Instrucciones de las acciones, inclusive notificaciones a las autoridades y cuerpos de auxilio, Vg. protección civil, bomberos y policía, que se deben realizar cuando se detecte una indicación real o indicios de una falla de seguridad en la planta.

d) Métodos para determinar a cuáles personas se les puede permitir el acceso a la planta de GNL.

e) Métodos para la identificación de las personas a la entrada y dentro de la planta de GNL.

f) Medios y procedimientos para la comunicación regular con las autoridades locales competentes para mantenerlos informados de los procedimientos de seguridad.

15.2 Muro para protección

a) La planta de GNL debe estar rodeada por un muro para protección contra la entrada de personas o elementos no autorizados.

b) Las elevaciones del terreno en el lado exterior del muro deben ser eliminadas de manera que no perjudiquen la efectividad del muro.

c) No debe haber cerca del lado exterior del muro postes, árboles o construcciones las cuales puedan ser usadas para traspasar el muro.

d) El muro debe tener al menos dos accesos ubicados de tal manera que se minimice la distancia de escape en caso de un evento de emergencia.

e) Cada acceso debe estar cerrado con candado a menos que tenga guardia continua. Durante la operación normal podrá quitarse el candado de un acceso solamente por las personas designadas por escrito por el operador. Durante una emergencia, deben estar disponibles rápidamente para todo el personal de la instalación dentro del muro los medios para abrir los accesos.

15.3 Construcción de los muros para protección.

a) Cada muro debe tener la resistencia y configuración suficientes para impedir el acceso no autorizado.

b) Las aberturas en o debajo del muro deben estar cerradas por rejas, puertas o cubiertas con suficiente resistencia para impedir que la integridad del muro sea perjudicada por alguna abertura.

15.4 Medios de comunicación para seguridad de la planta.

La planta de GNL debe contar con medios para comunicación verbal directa e inmediata entre:

a) El personal supervisor de seguridad y las autoridades competentes.

b) El personal encargado de la seguridad y todos los cuartos y estaciones de control.

15.4 Monitoreo de seguridad

Las áreas alrededor de cada instalación y los muros de protección deben estar monitoreadas para evitar la presencia de personas no autorizadas. El monitoreo debe ser visual de acuerdo con el programa del procedimiento de seguridad o por sistemas de seguridad de advertencia que transmitan información continuamente a un lugar de vigilancia.

15.5 Alumbrado de seguridad

El área alrededor de las instalaciones y cada muro 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.

15.6 Fuentes de energía alternas

La planta debe contar con una fuente de energía alterna para el alumbrado y el monitoreo de seguridad y sistemas de alarma.

15.7 Señalización de advertencia

a) Se deben colocar letreros de advertencia a lo largo del muro 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.

b) Los letreros deben advertir que está prohibido traspasar el muro en letras que contrasten notablemente con el fondo.

Operación

16.1 Calificación del personal

a) La operación de cada componente de la planta sólo podrá ser realizada por personal calificado para las funciones asignadas que cumpla con los requisitos siguientes:

1. Aprobar el entrenamiento requerido por esta NOM.

2. Tener experiencia en las operaciones asignadas.

3. Desempeñarse de forma aceptable en una prueba de habilidad relevante para la función asignada.

b) Una persona que no cumpla con los requisitos anteriores, sólo podrá operar un componente bajo la supervisión de una persona que sí cumple con dichos requisitos.

16.2 Procedimientos de operación

El operador debe aplicar procedimientos de seguridad escritos para la operación normal y para controlar una operación anormal que afecte la seguridad. Estos procedimientos deben incluir los aspectos siguientes:

a) Monitoreo de la operación de cada componente o estructura en los cuales podría existir peligro para las personas o propiedades si se detecta fuego o algún mal funcionamiento o fluido inflamable, el cual pudiera causar condiciones peligrosas. El monitoreo debe ser realizado en un centro de control vigilado de alarmas visuales y audibles de gas, temperatura, presión, vacío y flujo, o realizando inspecciones o pruebas en los intervalos indicados en los procedimientos de operación.

b) Pruebas de arranque y paro, inclusive el arranque inicial, para comprobar que los componentes operarán satisfactoriamente en servicio.

c) Reconocimiento de condiciones de operación anormales.

d) Purgado, secado, enfriado y desactivación de los componentes.

e) Descripción de los componentes y del proceso, las limitaciones, propósito y expectativas de la operación normal.

f) Descripción de las obligaciones de la persona asignada a cada operación.

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

h) Directorio telefónico de la planta que incluya los supervisores de la instalación, el personal encargado de las operaciones de transferencia de GNL en la costa, el personal de vigilancia en el área marina de transferencia de GNL y el personal de seguridad.

i) Descripción de los sistemas de seguridad.

16.3 Enfriamiento

a) El enfriamiento de los componentes de cada sistema que están sujetos a temperaturas criogénicas debe ser controlado para asegurar que los esfuerzos térmicos están dentro de los límites de diseño durante el periodo de enfriamiento, con cuidado especial en el desempeño de los dispositivos de expansión y contracción.

b) Los sistemas de tuberías criogénicas deben ser inspeccionados después del enfriamiento para comprobar que no hay fugas en las bridas, válvulas y sellos.

16.4 Inspección del buque previa a la transferencia (IBPT)

Antes de transferir el GNL, la Persona Encargada de las Operaciones de Transferencia en la Costa (PEOTC) debe:

a) Inspeccionar los equipos y la tubería que se utilizará en la transferencia para reemplazar las partes gastadas o inoperables de dicha tubería y equipos.

b) Verificar la presión, temperatura y volumen de cada tanque del buque del que se transferirá GNL para asegurar que la transferencia será segura.

c) Revisar y acordar con la Persona Encargada de la Transferencia en el Buque (PEOTB) lo siguiente:

1. La secuencia de las operaciones de transferencia.

2. El flujo de transferencia.

3. Las obligaciones, ubicación y puntos que debe cuidar cada persona asignada a las operaciones de transferencia.

4. Los procedimientos de emergencia del Manual de Emergencias que se aplicarán.

d) Asegurar que los conectores de transferencia permitan que el buque se mueva hasta los límites de sus amarras sin provocar esfuerzos en los brazos o en la tubería del sistema de transferencia.

e) Comprobar que todas las partes del sistema de transferencia están alineadas para dirigir el flujo de GNL en la dirección deseada.

f) Verificar que las señales de advertencia de que se está realizando la transferencia de GNL están colocadas y funcionando.

g) Eliminar todas las fuentes de ignición del área de transferencia.

h) Asegurar que el personal está en servicio de acuerdo con el procedimiento de manual de operación que se aplicará.

i) Probar que operan correctamente los sistemas siguientes:

1. De detección y alarmas.

2. De paro de emergencia.

3. De comunicación.

16.5 Declaración de Inspección del Buque (DIB)

a) Después que la inspección del buque previa a la transferencia se ha realizado en forma satisfactoria la PEOTC debe asegurarse que no se transfiera GNL hasta que la DIB que se describe en el inciso c). de esta sección haya sido firmada por la PEOTC y la PEOTB por duplicado.

b) El PEOTC debe entregar una copia firmada de la DIB a la PEOTB y debe mantener la otra copia firmada en las instalaciones de recepción de GNL por no menos de 30 días después de que ha terminado la transferencia de GNL.

c) Cada DIB debe contener lo siguiente:

d) El nombre del buque y de las instalaciones de recepción de GNL.

e) La fecha y hora en que se inició la transferencia de GNL.

f) La lista de los requisitos contenidos en la Inspección del Buque Previa a la Transferencia (IBPT) con las iniciales de la PEOTC en cada requisito que indique que se cumplió el mismo.

g) La firma de la PEOTC con la hora y fecha en que se firmó indicando que dicha Persona está lista para iniciar las operaciones de transferencia.

h) El nombre y firma de cada persona de relevo en el cargo de PEOTC y la fecha y hora de cada relevo de persona.

16.6 Transferencia de GNL

Durante las operaciones de transferencia se debe cumplir con lo siguiente:

a) El operador de las instalaciones de recepción de GNL se debe asegurar que:

1. El área marina de transferencia de GNL está bajo la supervisión de una persona encargada que no tiene otras obligaciones asignadas durante la transferencia.

2. No está involucrado en la transferencia de GNL personal de transferencia de combustible o de desechos de petróleo.

3. Ninguna embarcación está amarrada en el exterior del buque de GNL sin permiso de la autoridad competente.

b) La PEOTC debe:

1. Estar en comunicación continua con la PEOTB.

2. Asegurarse que al menos una vez en cada transferencia es realizada una inspección de las tuberías y los equipos de transferencia para detectar fugas, congelación y escarcha, defectos
y cualquier síntoma de problemas en la operación y seguridad.

3. Asegurarse que las operaciones de transferencia son suspendidas.

i. Antes de tormentas eléctricas o fuegos fuera de control adyacentes al área marina de transferencia.

ii. De inmediato cuando se detecta fuego.

4. Asegurarse que los sistemas de alumbrado estén encendidos entre la puesta y la salida del sol.

16.7 Procedimientos de emergencia

a) Cada operador determinará los tipos y lugares de emergencias, diferentes a incendios, que es posible que ocurran en la planta de GNL debidos a mal funcionamiento en la operación, colapso de estructuras, error personal, fuerzas de la naturaleza y actividades adyacentes a la planta de GNL.

b) El operador debe tener manuales de procedimientos escritos que se deberán seguir para el manejo adecuado de cada tipo de emergencia. Estos procedimientos deben considerar lo siguiente:

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

2. Cómo reconocer 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 de la emergencia y la posible necesidad de evacuar al público en la vecindad de la planta de GNL.

3. Cómo coordinar con las autoridades competentes locales en la preparación de un plan de evacuación, el cual debe establecer los pasos requeridos para proteger al público en una emergencia, incluyendo una falla catastrófica de un tanque de almacenamiento de GNL.

4. Cómo cooperar con las autoridades competentes locales en las evacuaciones y emergencias que requieran asistencia mutua, y mantener informadas a dichas autoridades de:

i. La cantidad, tipo y localización en la planta de los equipos de control de incendios.

ii. Peligros potenciales en la planta, inclusive incendios.

iii. Capacidad de la planta de GNL de comunicación y control de emergencias.

iv. El status de cada emergencia.

16.8 Seguridad del personal

a) El operador de la planta de GNL debe proveer al personal de ropa y equipos de protección necesarios para su seguridad cuando realicen trabajos de control de emergencias.

b) El personal que está en servicio en un lugar fijo, tales como construcciones o lugares con cerca donde podrían ser dañados 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.

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

16.9 Investigación de fallas

a) El operador de la planta de GNL debe investigar la causa de cada explosión, incendio, fuga o derrame de GNL que haya resultado en:

1. Muerte o lesiones que requieran hospitalización, o

2. Daños en la propiedad que excedan de un millón de pesos.

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

c) El operador debe poner a disposición toda la información relevante y proporcionar asistencia para realizar la investigación. A menos que sea necesario para mantener o restaurar el servicio o por seguridad, ningún componente involucrado en el incidente podrá ser movido de su lugar o alterado hasta que la investigación haya sido realizada o que lo autorice la agencia investigadora. Cuando los componentes tienen que ser movidos por razones de operación o seguridad; dichos componentes no podrán salir de la planta y deben ser mantenidos intactos tanto como sea posible hasta que la investigación haya terminado o lo autorice la agencia investigadora.

16.10 Purgado

Cuando sea necesario por seguridad, los componentes que pudieran haber acumulado cantidades significantes 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 del documento de American Gas Association (AGA) “Purging principles and practice”.

16.11 Sistemas de comunicación

a) La planta de GNL debe tener un sistema de comunicación primario para establecer comunicación verbal entre todo el personal de operación y sus estaciones de trabajo en la planta de GNL.

b) La planta de GNL debe tener 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 la operación del equipo de seguridad en caso de una emergencia de manera ordenada. El sistema de comunicación de emergencia debe ser independiente y estar físicamente separado del sistema de comunicación primario y el sistema de comunicación de seguridad.

c) Cada sistema de comunicación debe tener una fuente de energía auxiliar, excepto el equipo energizado por sonido (sound powered equipment).

17. Mantenimiento

17.1 Generalidades

a) Los componentes en servicio deben ser mantenidos en condiciones adecuadas para cumplir con sus propósitos de operación o de seguridad mediante reparaciones, reemplazo u otros medios.

b) Un operador no puede poner, retornar o continuar el servicio de algún componente al cual no se le dé mantenimiento de conformidad con esta NOM.

c) 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 alterno.

d) 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” o similar.

17.2 Calificación del personal

a) El mantenimiento de los componentes sólo puede ser realizado por personas que hayan demostrado su capacidad para desempeñar las funciones que les sean asignadas, cumpliendo con lo siguiente:

1. Haber realizado la capacitación requerida por esta NOM.

2. Tener experiencia en la función de mantenimiento asignada.

3. Tener desempeño aceptable en una prueba de habilidad relevante para la función asignada.

b) Una persona que no cumpla con los requisitos del inciso a). de esta sección sólo podrá dar mantenimiento a un componente bajo la supervisión de una persona que sí cumpla con dichos requisitos.

c) Los procedimientos de control de la corrosión, inclusive de diseño, instalación, operación y mantenimiento de sistemas de protección catódica deben ser realizados por o bajo la supervisión de una persona calificada por sus conocimientos y experiencia en la tecnología de control de la corrosión.

17.3 Procedimientos de mantenimiento

a) El operador debe establecer y llevar al cabo un programa de inspecciones y pruebas periódicas de acuerdo con prácticas internacionalmente reconocidas, necesarias para cumplir con esta NOM y para verificar que los componentes cumplen con los requisitos de mantenimiento de esta NOM.

b) El operador debe aplicar uno o varios manuales de procedimientos escritos para el mantenimiento de cada componente, incluyendo los requeridos para el control de la corrosión. Estos procedimientos deben considerar lo siguiente:

1. Los detalles y la frecuencia con que se deben realizar las inspecciones y pruebas determinados en el inciso a) de esta sección, y

2. La descripción de otras acciones necesarias para mantener la planta de GNL de conformidad con los requisitos de esta NOM.

c) El operador debe incluir en los manuales requeridos en el inciso b) de esta sección instrucciones para habilitar al personal que desempeña las actividades de operación y mantenimiento, para reconocer las condiciones que potencialmente puedan estar relacionadas con las condiciones de seguridad.

17.4 Materiales extraños

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

b) Los terrenos de la planta 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.

17.5 Sistemas de soporte

Los sistemas de soporte y cimentaciones de cada componente de la planta de GNL deben ser inspeccionados para verificar que no tengan cambios que pudieran deteriorar su funcionamiento.

17.6 Protección contra incendio

a) 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.

b) Los caminos para el movimiento de los equipos de control de incendios dentro de la planta de GNL deben ser mantenidos en condiciones de uso en todas las condiciones climáticas.

17.7 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 que se necesita para arrancar y operar simultáneamente el equipo que tendría que ser servido por la planta de energía en una emergencia.

17.8 Aislamiento y purgado

a) 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, dicho componente debe ser purgado aplicando un procedimiento que cumpla con los requisitos del documento AGA "Purging principles and practices", a menos que el procedimiento de mantenimiento especifique que la actividad puede ser realizada con seguridad sin que el componente sea purgado.

b) 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 tal como remover los carretes o válvulas y tapar la tubería con bridas ciegas o doble bloqueo con válvulas de sangrado.

17.9 Reparaciones

a) Los trabajos de reparación de componentes deben ser realizados y probados de manera que aseguren la integridad y seguridad en operación del componente que ha sido reparado.

b) En las reparaciones que se hacen cuando los componentes están en operación, en los procedimientos de mantenimiento se deben considerar los cuidados apropiados para mantener la seguridad del personal y de la propiedad durante las actividades de reparación.

17.10 Trabajo caliente

Las personas que realicen trabajos de soldadura, corte con antorcha o cualquier otro trabajo caliente deben tener un permiso expedido de acuerdo con los procedimientos de mantenimiento.

17.11 Sistemas de control

a) Los sistemas de control deben estar ajustados para operar dentro de los límites de diseño.

b) 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.

c) 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.

d) Los sistemas de control que normalmente están en operación, tales como 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.

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

f) 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.

17.12 Inspección de los tanques de almacenamiento de GNL

Los tanques de almacenamiento de GNL deben ser inspeccionados o probados para verificar que alguna de las siguientes condiciones no perjudique la integridad estructural o la seguridad del tanque.

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

b) Fugas del tanque interior.

c) Efectividad del aislamiento criogénico.

d) Levantamiento del suelo por congelación.

17.13 Protección contra la corrosión

a) Se debe determinar cuáles 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.

b) Los componentes cuya integridad y confiabilidad pudieran ser afectadas adversamente por la corrosión, deben ser:

1. Protegidos contra la corrosión, o

2. Inspeccionados y reemplazados bajo un programa de mantenimiento.

17.14 Control de la corrosión atmosférica

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

a) Material que ha sido diseñado y seleccionado para resistir el ambiente corrosivo que lo rodea, o

b) Un recubrimiento o cubierta adecuado.

17.15 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 por:

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

17.16 Control de la corrosión interna

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

a) Material que ha sido diseñado y seleccionado para resistir el fluido corrosivo involucrado, o

b) Recubrimiento interno, inhibidor de corrosión u otros medios.

17.17 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.

17.18 Monitoreo del control de la corrosión

La protección catódica instalada como es requerido por esta subparte debe ser monitoreada periódicamente para detectar lo más temprano posible una deficiencia de la protección inefectiva, incluyendo lo que sea aplicable de lo siguiente:

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 ½meses, para verificar que están funcionando correctamente.

c) Los interruptores de corriente inversa, diodos y dispositivos para capturar corrientes de interferencia cuya falla arriesgaría la protección del componente deben ser revisados eléctricamente al menos 6 veces cada año calendario en intervalos que no excedan 2 ½meses, 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 operador puede demostrar que el componente no será afectado adversamente por la corrosión externa durante la vida útil del mismo.

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

17.19 Cuando el operador se entere por inspección o por otro medio que la corrosión atmosférica, externa o interna no está controlada como es requerido por esta subparte, de inmediato debe tomar acciones correctivas.

18. Capacitación

18.1 Generalidades

a) El operador debe asegurar que todos los empleados tienen capacitación en los aspectos siguientes:

1. Procedimientos básicos de combate contra incendios de GNL.

2. Propiedades y riesgos del GNL

b) El personal que haya recibido capacitación de acuerdo con el inciso a). de esta sección, deberá recibir capacitación de refresco en los mismos aspectos al menos una vez cada cinco años.

18.2 Operación y mantenimiento

a) El operador debe establecer e implantar un plan escrito de capacitación inicial para instruir:

1. Al personal de mantenimiento, operación y de supervisión:

i. Sobre las características y riesgos del GNL y otros fluidos inflamables usados o manejados en la instalación, incluyendo respecto al GNL sobre las temperaturas bajas y criogénicas, inflamabilidad de las mezclas con aire, vapor inodoro, características de la generación de vapor (boil off) y la reacción con el agua y el agua rociada.

ii. Sobre los riesgos potenciales implícitos en las actividades de operación y mantenimiento.

iii. Llevar al cabo aspectos de los procedimientos de operación y mantenimiento relacionados con las funciones que se les han asignado.

2. A todo el personal

i. Llevar al cabo los procedimientos de emergencia relacionados con las funciones que se han asignado.

ii. Prestar primeros auxilios, y

3. Al personal de operación y personal de supervisión que lo requiera.

i. Comprensión de las instrucciones detalladas sobre las operaciones de las instalaciones, inclusive procedimientos de control, funcionamiento y operación, y

ii. Comprensión de los procedimientos de transferencia de GNL.

b) 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.

18.3 Operaciones de transferencia del buque

a) La persona encargada de las operaciones de transferencia en la costa debe cumplir con lo siguiente:

1. Tener no menos de 48 horas de experiencia en transferencia de GNL.

2. Conocer los riesgos del GNL.

3. Conocer los requisitos de esta NOM.

4. Conocer los procedimientos de los manuales de operaciones y de emergencia.

b) Antes de que una persona encargada de las operaciones de transferencia en la costa supervise una transferencia, el operador debe certificar por escrito que la persona cumple con los

requisitos del inciso a). de esta sección. El operador debe tener en la planta de GNL disponible para inspección una copia de cada certificado vigente.

c) Las personas asignadas a operaciones de transferencia deben estar capacitadas en los aspectos siguientes:

1. Los manuales de operaciones y emergencia requeridos.

2. Procedimientos avanzados de combate contra incendio.

3. Violaciones de seguridad.

4. Diseño de buques y operaciones de transferencia.

5. Procedimientos para control de GNL derramado.

6. Procedimientos de primeros auxilios en los aspectos siguientes:

i. Congelación;

ii. Quemaduras;

iii. Resucitación cardiopulmonar, y

iv. Transporte de personas heridas.

d) El personal que ha recibido capacitación de acuerdo con el inciso c). de esta sección debe recibir capacitación de refresco al menos una vez cada cinco años.

18.4 Seguridad

a) El personal responsable de la seguridad en una planta de GNL debe ser capacitado de acuerdo con un plan escrito cuya capacitación inicial cubra lo siguiente:

1. Reconocimiento de violaciones de seguridad.

2. Cómo realizar los procedimientos de seguridad relativos a sus trabajos asignados.

3. Familiarización con los procedimientos básicos de operaciones y de seguridad tanto como sea necesario para el desempeño efectivo de los trabajos asignados.

4. Reconocimiento de las condiciones en las que se necesita asistencia de seguridad.

b) 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.

18.5 Protección contra incendio

a) El personal de operación y mantenimiento de la planta de GNL, incluyendo los supervisores inmediatos, debe estar capacitado de acuerdo con un plan escrito cuya capacitación inicial cubra lo siguiente:

1. Conocimiento y aplicación de los procedimientos de prevención de incendios;

2. Conocimiento de las causas potenciales y las áreas de fuego potencial;

3. Conocimiento de los tipos, tamaños y consecuencias predecibles de los incendios, y

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

b) 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. Plantas de GNL costa afuera

Introducción

Esta Parte de la NOM establece los requisitos mínimos adicionales de seguridad para el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de las plantas de almacenamiento de Gas Natural Líquido (GNL) instaladas en el fondo del mar, fuera de la costa. Esta Parte complementa la Parte 1 de esta NOM, agregando requisitos específicos para las plantas de GNL costa afuera y la tubería para transportar el gas natural a la costa.

En los aspectos de las planta de GNL costa afuera no previstos en la Parte 2 se aplicarán los requisitos de la Parte 1. En caso de conflicto con los requisitos de la Parte 1, prevalecerán los requisitos de la Parte 2. En caso de duda deberá consultarse con la Comisión.

101. General

Esta Parte de la NOM establece los requisitos mínimos adicionales de seguridad para el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de las plantas de almacenamiento de Gas Natural Líquido (GNL) instaladas en el fondo del mar, fuera de la costa. Esta Parte complementa la Parte 1 de esta NOM, agregando requisitos específicos para las plantas de GNL costa afuera y la tubería para transportar el gas natural a la costa.

Dichas plantas de GNL costa afuera se construirán utilizando una Estructura Anclada al Lecho Marino (EAM) hecha de concreto, la cual está instalada permanentemente en el fondo del mar, de manera semejante a aquellas utilizadas en las construcciones marítimas internacionales de producción de petróleo y gas.

La Planta de GNL costa afuera se deberá diseñar, construir, instalar, operar y mantener de acuerdo con los reglamentos y los estándares vigentes en México aplicables y; en ausencia de los mismos, de acuerdo
con prácticas internacionalmente reconocidas aprobadas por la Comisión.

101.1. Localización de las plantas de GNL costa afuera

101.1.1. Deberá establecerse una Zona de exclusión para actividades de terceros no relacionados con la planta de GNL costa afuera no menor de 500 m del centro de la instalación de GNL.

101.1.2. Se deberán realizar estudios para determinar la localización de la instalación de almacenamiento de GNL, los cuales deberán considerar al menos, los aspectos siguientes:

a) Condiciones del lecho marino y de la subsuperficie

b) Condiciones océano-meteorológicas

c) Aspectos ambientales

d) Sismología

e) Transporte del gas natural a la costa

102. Diseño

102.1. Factores ambientales

102.1.1. General

El intervalo de repetición mínimo que se utiliza para establecer la magnitud de las Condiciones Ambientales de diseño es de 100 años, excepto donde el uso de un intervalo de repetición menor produzca efectos de carga de mayor magnitud.

102.1.2. Condiciones ambientales

La Planta de GNL costa afuera se diseñará conforme a las condiciones ambientales específicas del lugar. Además de las Condiciones Ambientales de diseño arriba mencionadas, el diseñador especificará cualesquiera de las Condiciones Ambientales de Operación limitantes. Estas son conjuntos de parámetros característicos para los factores ambientales, los cuales deberán de limitarse para no comprometer el funcionamiento seguro de una operación o función. Dichas operaciones podrán incluir, de manera apropiada, la transportación e instalación de la estructura misma de la Planta de GNL costa afuera y; para condiciones posteriores a la instalación de la estructura de la Planta de GNL costa afuera: el atracar y amarrar las embarcaciones de carga y suministro, la transferencia de carga, la transferencia de personal, etc. A este conjunto de condiciones se le conoce como las Condiciones Ambientales de Operación.

102.1.3. Factores ambientales a considerar

En general, el diseño de la Planta de GNL costa afuera requerirá de la investigación de los siguientes factores ambientales, que sean apropiados para el tipo de construcción de la planta y el lugar de instalación de dicha planta.

a) Olas

b) Viento

c) Corrientes

d) Mareas y tormentas

e) Temperaturas del aire y del mar

f) Hielo y nieve

g) Crecimiento marino

h) Sismicidad

i) Icebergs y hielo marino

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

102.2. Evaluación del riesgo

102.2.1. Se llevará a cabo una Evaluación del Riesgo para identificar cualquier riesgo y escenario de accidentes significativos que pudieran afectar las instalaciones costa afuera o cualquier parte de las mismas, y para considerar el beneficio de las opciones de control de riesgo existentes o potenciales.

102.2.2. El objetivo de la evaluación del riesgo es similar al de la Parte 1 de esta NOM.

102.2.3. La evaluación del riesgo tomará en cuenta, como mínimo, los siguientes eventos:

a) Los que sean aplicables de daños a las instalaciones de almacenamiento costa afuera y las tuberías de transporte de gas natural a la costa debido a: clima extremo, impacto o colisión de embarcaciones en los tanques de almacenamiento, caída de objetos, colisión de un helicóptero, exposición a temperaturas extremadamente frías, exposición a calor por radiación;

b) Incendio y Explosión;

c) Pérdida de GNL con una duración que se determinará con base al plan de contingencia vigente, debido a defectos en los materiales y/o en la construcción y otros tipos de daños a la estructura;

d) Fuga del GNL y contaminación;

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

f) Giro del GNL (roll over) pérdida de la estabilidad termodinámica debido a la estratificación del GNL;

g) La pérdida de cualquier componente en el sistema de recepción de GNL inclusive algún componente para amarrar los buques;

h) Pérdida de habilidad para descargar GNL o transportar y descargar el gas natural en la costa;

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

j) Pérdida de potencia eléctrica.

Las opciones identificadas de control de riesgo (medidas de prevención y mitigación) que se determinen necesarias para implementarse deberán considerarse parte de la base de diseño de la planta de GNL costa afuera.

El diseño de las instalaciones de almacenamiento y manejo de GNL debe minimizar el riesgo de un derrame de GNL en el océano.

102.3. Análisis de riesgos

Un análisis de los riesgos se deberá llevar a cabo para las instalaciones de la Planta marítima de GNL utilizando los mismos métodos que se requieren en las plantas marítimas, como se detalla en otras secciones de esta NOM.

Además, algunos aspectos de las instalaciones marítimas requieren una consideración especial debido al espacio limitado de las estructuras marítimas y al ambiente físico marítimo. Alojamiento, oficinas y salas de control requieren una consideración especial. Además de análisis de los riesgos establecidos para las plantas de GNL en tierra, la revisión de las plantas marítimas se deberá enfocar, adicionalmente, a los efectos en el personal de una fuga de gas no controlada. Ello deberá incluir el diseño, los efectos de un incendio o una explosión, la fuga y el rescate, y la respuesta de emergencia.

103. Cargas debidas al ambiente y base de diseño

103.1. General

Las instalaciones se diseñarán utilizando un procedimiento de estado límite e incluirán lo siguiente:

a) El Estado Límite Definitivo (ELD)-el estado límite que corresponde a la capacidad definida de un elemento, componente o sistema estructural

b) El Estado Límite de Utilidad (ELU)-la condición que corresponde a un estado límite definido que no se espera exceder durante el funcionamiento normal de las instalaciones.

c) El Estado Límite de Fatiga (ELF)-estado de límite que corresponde a una falla debida a cargas repetidas.

d) El Estado Límite de Daño Accidental (ELDA)-el límite que corresponde a una falla después de un evento con muy poca probabilidad de ocurrencia, tal como un incendio, una explosión, la caída de
un objeto, etc.

103.2. Condiciones océano-meteorológicas

Las condiciones océano-meteorológicas incluyendo el viento, las olas, las corrientes, la precipitación y la temperatura, entre otras, se deberán determinar para un lugar de la planta. Las condiciones de los varios estados límite se describen a continuación:

a) **ELD:** Las condiciones extremas caracterizadas por las cargas inducidas por el océano-meteoro que ocurren con una periodicidad de 100 años. Cuando las diversas condiciones océano-meteorológicas no se correlacionan, se pueden utilizar los métodos de probabilidad conjunta de ocurrencia para calcular la/las carga(s). La operación normal de la planta no debe restablecerse durante o inmediatamente después de este estado.

b) **ELU:** Las condiciones que ocurrirán durante el funcionamiento normal de la planta. El funcionamiento normal de la planta se lleva a cabo en esta etapa. Los métodos de probabilidad conjunta de ocurrencia son apropiados para definir estas condiciones.

c) **ELF:** La descripción de la carga del ambiente a largo plazo que experimentará la planta durante el periodo de vida de las instalaciones.

103.2.1. Condiciones océano-meteorológicas específicas

Las siguientes condiciones océano-meteorológicas se deberán determinar:

a) Condiciones océano-meteorológicas extremas, las cuales se requieren para desarrollar cargas ambientales extremas. Estas condiciones se utilizan para diseñar situaciones prototipo y para llevar a cabo pruebas de diseño para el ELD.

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/funcionamiento de la estructura o de los artículos asociados del equipo durante un cierto periodo de tiempo.

c) Condiciones océano-meteorológicas normales, las cuales se requieren para:

1. Llevar a cabo pruebas para el ELR.

2. Desarrollar cargas causadas por las condiciones ambientales dentro de las cuales se realizan funciones específicas.

103.2.2. Selección de parámetros para determinar cargas de diseño

Las condiciones de las olas que se deben considerar para una situación de diseño específica se podrán especificar a través de:

a) Distribuciones estadísticas de largo plazo de los parámetros oceanográficos que describen el clima de las olas en la localización del sitio a través de muchos años. Cuando existan datos adecuados disponibles, las distribuciones estadísticas deberán reflejar de preferencia la ocurrencia conjunta de los parámetros oceanográficos. Alternativamente, las distribuciones pueden ser distribuciones marginales para parámetros separados.

b) Descripciones de corto plazo de uno o de varios de los diferentes prototipos de las condiciones del mar, conjuntamente con uno o más prototipos actuales. Los prototipos de las condiciones del mar se podrán describir a través de un espectro apropiado que incluye una propagación direccional cuando sea apropiado. Una corriente prototipo se podrá especificar por medio de un perfil actual adecuado a través de la profundidad de la columna de agua, incluyendo direccionalidad.

c) Una o más olas particulares, conjuntamente con las corrientes prototipo se podrá especificar a través del uso de una teoría de olas apropiada, usando los parámetros de altura y periodo, de los cuales se puede derivar la cinética de olas.

El uso de cualesquiera de las metodologías arriba mencionadas requiere de la inclusión de otras condiciones meteorológicas asociadas que sean relevantes, incluyendo el viento, el hielo, etc.

103.3. Diseño sísmico

Todos los componentes de la instalación y la instalación en sí se deben diseñar conforme al potencial sísmico de dicho sitio.

103.3.1. El titular del permiso deberá realizar un análisis específico del sitio para determinar las características de los movimientos sísmicos asociados y de escenarios de respuesta. El estudio deberá evaluar la sismicidad y geología regional, la ocurrencia sísmica esperada, las magnitudes máximas de los eventos en fallas conocidas y en puntos de origen, la ubicación del sitio respecto a dichas fallas, los efectos producidos por eventos posteriores, cuando sean aplicables, y las condiciones del subsuelo.

103.3.2. En base a este estudio, el Sismo Máximo Probable (SMP) será el evento estadístico con una probabilidad de exceder de 2% durante un periodo de 50 años (intervalo de recurrencia promedio de 2,475 años). Los espectros se desarrollarán utilizando esta velocidad vertical y horizontal en contra del movimiento del suelo en un sismo SMP; dichos espectros cubrirán todos los factores amortiguadores y los periodos de vibración natural de las instalaciones, así como de las olas modales del GNL contenido. La magnitud de los espectros de las respuestas verticales no será menor de 2/3 de los espectros horizontales correspondientes salvo si los primeros son sustituidos por estudios específicos más detallados del sitio.

103.3.3. Un espectro del movimiento del suelo se calculará utilizando la sismicidad del sismo SMP a 50 por ciento de la respuesta de velocidad espectral, la respuesta mediana, 5% de amortiguación y periodos generales, los cuales resultarán en una representación estadística de una falla activa de la región.

103.3.4. Las instalaciones, incluyendo el sistema de contención del GNL, se diseñarán en dos niveles de actividad sísmica con referencia al Sismo de Operación Base (SOB) y el Sismo de Paro Seguro (SPS), que se definen a continuación:

a) El sismo SOB representará la respuesta debida a un evento sísmico con una probabilidad de ocurrencia no mayor al 10% dentro de un periodo de 50 años.

b) El sismo SPS representará la respuesta debida a un evento sísmico con una probabilidad de ocurrencia no mayor al 1% dentro de un periodo de 50 años (4,975 intervalo de ocurrencia promedio).

103.3.5. Las instalaciones y todos los subsistemas asociados y los componentes se diseñarán para mantenerse en funcionamiento después de un sismo SOB. Para evaluaciones del funcionamiento estructural, se puede satisfacer esta condición manteniendo elásticos la estructura y sus componentes.

103.3.6 Cualesquier sistema de contención de GNL deberá diseñarse para resistir un sismo SPS sin incumplimiento del sistema de contención.

103.3.7. Cualquier contenedor de GNL deberá diseñarse para un sismo SOB al nivel del ELD con una verificación del nivel ELDA por un sismo de nivel SPS. En el nivel ELDA, los factores de carga y resistencia podrán ajustarse a unidad. Después de un evento de nivel SPS, se deberán inspeccionar los contenedores de GNL para comprobar su integridad.

103.3.8. El diseño de las instalaciones, incluso del/los contenedor/es de GNL y de los componentes asociados, incorporará un análisis dinámico que incluya los efectos de rigidez relativa, los niveles de fluido de manera apropiada, la interacción de la construcción del suelo y las demás representaciones de masa y rigidez. Son aceptables los métodos de análisis lineal espectral y los de tiempo-historia no lineales para instalaciones de plantas marítimas siempre y cuando los métodos y procesos sigan los estándares y especificaciones aplicables en México respecto a estos asuntos y, en ausencia de los mismos, están de acuerdo con las prácticas internacionalmente reconocidas al momento de su aprobación por la Comisión.

103.3.9. Al momento de utilizar un análisis dinámico tiempo-historia, se utilizarán no menos de 4 conjuntos de la serie de tres componentes para explicar la aleatoriedad en el movimiento sísmico. Se seleccionarán los registros de tiempo-historia del sismo de tal forma para que representen los eventos de sismo SPS dominantes; una gama tanto de magnitud como de frecuencia podrá ser necesaria para combinarse con la frecuencia y magnitud del espectro del sismo SPS.

103.4. Combinaciones de carga, factores de carga y resistencia

Se deberán escoger las combinaciones de carga y los factores de carga y resistencia del diseño estructural de acuerdo con los estándares y especificaciones aplicables en México respecto a las mismas y, en ausencia de las mismas, de acuerdo con las prácticas internacionalmente reconocidas al momento de su aprobación por la Comisión. Los factores de carga y resistencia descritos en los estándares mexicanos internacionales e industriales aplicables y reconocidos, establecen los márgenes de seguridad apropiados para cada uno de los estados límites definidos. El dueño entregará los factores propuestos consistentes con los estándares escogidos para su aprobación por la Comisión.

104. Estructuras Ancladas al Lecho Marino (EAM)

Se anticipa que cualquier planta fija marítima de GNL será una construcción basada en la gravedad con caja poligonal o circular, y predominantemente construida con concreto. Se supone que la construcción base proveerá el espacio de almacenamiento de GNL necesario, mientras el equipo de proceso, etc., se coloca sobre la cubierta estructural sobre el agua.

Se diseñarán y construirán las EAM con base en este reglamento y, en ausencia de la misma, las EAM deberán cumplir con los estándares y especificaciones mexicanas aplicables que se relacionen con las mismas y, en ausencia de éstos, deberán cumplir con las prácticas internacionales reconocidas y deberán ser aprobadas por la Comisión.

104.1. Análisis estructural y diseño de los cimientos

104.1.1. Análisis estructural

104.1.1.1. General. Las instalaciones se deberán analizar y diseñar en base a las cargas en todo el ciclo de vida para asegurar que se tomen en cuenta todas las cargas de diseño relevantes. Estas incluirán:

a) Construcción;

b) Transporte;

c) Instalación.

d) Operación y el mantenimiento, y

e) Terminación y remoción.

Se deberá considerar la amplificación dinámica de cargas durante el transporte y la instalación.

El diseño deberá asegurar que la EGB no se colapsará por la presión hidrostática o por las cargas sísmicas de diseño.

104.1.1.2. Factores ambientales a considerar

Se utilizarán las condiciones prototipo como se definen en la sección 103 como la base para generar las cargas y fuerzas con las cuales se diseñará la estructura. Se deberán aplicar métodos de ola-corriente establecidos. En la evaluación de cargas se deberá considerar la difracción de las olas debido a los componentes de la estructura de diámetros de grandes.

104.1.1.3. Análisis de elementos finitos

Por lo general, se requiere de un análisis de elementos finitos de la estructura base, independiente del tanque de GNL y otros componentes estructurales, será requerido normalmente utilizando los modelos apropiados de elementos finitos y métodos analíticos. Se deberán considerar todas las cargas relevantes.

La complejidad de los modelos matemáticos de la estructura, junto con los tipos de elementos de cómputo asociados que se utilizan, deben ser lo suficientemente representativos de todas las partes de la estructura principal para poder obtener una distribución de esfuerzo precisa. Meshing fino de la estructura local podrá ser necesario, o una combinación de modelos analíticos globales y locales podrá ser necesaria, particularmente cuando el modelo global no incluye totalmente los efectos de carga y no contiene suficientes detalles para determinar una respuesta al nivel requerido. Se deberán tomar en cuenta los efectos de condición límite en la evaluación estructural. Se deberá prestar especial atención a la evaluación estructural por medio de interfaces críticas y cambios abruptos de sección. La carga pertinente y los factores materiales consistentes con el diseño de concreto se utilizarán conforme a prácticas internacionales reconocidas.

104.1.2. Diseño de los cimientos

104.1.2.1. Requisitos del diseño de los cimientos

(**a)** General. Las cargas que se usan en el análisis de la seguridad de los cimientos incluirán aquellos definidos en el párrafo (g) a continuación y aquellos experimentados por los cimientos durante la instalación. Se evaluarán los desplazamientos de los cimientos hasta el punto necesario para asegurar que ellos se encuentren dentro de límites que no perjudican la función y seguridad intencionadas de la estructura.

Se considerarán al suelo y a la construcción como un sistema interactivo y los resultados de los análisis, como se requieren en los párrafos subsecuentes, se les evaluarán desde este punto de vista.

(b) Efectos de cargas cíclicas. Se tomará en cuenta la influencia de las cargas cíclicas sobre las propiedades del suelo. Para las plantas basadas en la gravedad en particular, se investigará la

posible reducción de la firmeza del suelo y se la utilizará en el diseño. En particular, se tomarán en cuenta las siguientes condiciones:

i) Tormenta prototipo durante la fase inicial de consolidación.

ii) Los efectos a corto plazo de la tormenta prototipo

iii) Los efectos acumulativos a largo plazo de varias tormentas, incluyendo a la tormenta prototipo

iv) El diseño utilizará cualquier característica de la reducción de la firmeza del suelo que resulte de las siguientes condiciones:

Tormenta prototipo durante la fase inicial de consolidación

Los efectos a corto plazo de la tormenta prototipo

Los efectos acumulativos a largo plazo de varias tormentas, incluyendo a la tormenta prototipo

v) En zonas sísmicas activas, se tomarán en cuenta efectos de deterioro semejantes debido a las cargas repetidas.

vi) También se considerarán otros posibles efectos cíclicos de carga, tales como cambios en características de la deflexión de carga, el potencial de liquefacción y la estabilidad de la inclinación, y estos efectos deberán ser tomados en cuenta cuando afecten al diseño.

(c) Socavación. Donde se espera la ocurrencia de una socavación, se proporcionará, ya sea, la protección efectiva poco después de la instalación de la planta o se tomará en cuenta la profundidad y la extensión lateral de la socavación en el diseño, tal y como se evaluó en el programa de investigación del sitio.

(d) Deflexiones y rotaciones. Se establecerán límites tolerables de deflexiones y rotaciones, con base al tipo y función de la estructura de la Planta de GNL costa afuera, y de los efectos de esos movimientos sobre otros elementos estructurales que interactúan con la estructura de la Planta. El diseño considerará los valores máximos permisibles de los movimientos estructurales, como se limitan por estas consideraciones interactivas o por la estabilidad estructural general.

(e) Firmeza de suelo. Se determinará la firmeza máxima o la estabilidad del suelo con la utilización de los resultados de pruebas que son compatibles con el método seleccionado. En un abordaje de tensión total, se utiliza la firmeza total absoluta del suelo obtenida por medio de pruebas sencillas. En gran medida, un abordaje de tensión total ignora los cambios en la presión del agua debido a la porosidad del suelo bajo cargas variables y las condiciones de drenaje en el sitio. Cuando se utiliza un abordaje de tensión efectivo, se determinan los parámetros efectivos de firmeza de suelo y de la presión del agua debido a la porosidad por medio de pruebas que buscan predecir las tensiones totales y presiones por la porosidad en el sitio.

(f) Consideraciones dinámicas y de impacto. Para condiciones de cargas dinámicas y de impacto, se dará un tratamiento real y compatible a los efectos interactivos entre el suelo y la estructura. Cuando se requiere de un análisis, éste se podrá realizar a través de un parámetro global, de funciones de impedimento de los cimientos, o de abordajes de continuidad, incluyendo el uso de métodos de elementos finitos. Dichos modelos incluirán la consideración de la amortiguación interna y radiacional proporcionada por el suelo y por los efectos de las capas del suelo.

Los estudios de la respuesta dinámica de la estructura incluirán, donde sean aplicables, la consideración de las características no lineares y inelásticas del suelo, las posibilidades de deterioro de la firmeza, el aumento o la disminución de la amortiguación debido a cargas cíclicas del suelo, y la masa agregada de suelo sujeta a la aceleración. Donde sea aplicable, se incluirá en el análisis la influencia de estructuras cercanas.

(g) Condiciones de las cargas. Se tomarán en cuenta aquellas cargas que producen los peores efectos sobre los cimientos durante y después de la instalación. Las cargas posteriores a la instalación a ser revisados incluirán, por lo menos, aquellos relacionados con la operación y con las condiciones ambientales prototipo, combinados de la siguiente manera:

vii) Cargas debidas al ambiente operativo combinado con las cargas muertas y los máximos cargas vivas apropiadas para la función y operación de la estructura.

viii) Carga ambiental prototipo combinado con las cargas muertas y vivas apropiadas para la función y operación de la estructura durante la condición ambiental prototipo.

ix) Cargas debidas al ambiente prototipo combinado con las cargas muertas y los mínimos cargas vivas apropiadas para la función y operación de la estructura durante la condición ambiental prototipo.

En áreas de actividad sísmica potencial, se diseñará los cimientos con la suficiente firmeza para soportar cargas sísmicas.

104.1.2.2. Cimientos basados en la gravedad

(a) General. Se investigará la estabilidad de los cimientos respecto a los modelos de fallas de orientación y deslizamiento utilizando la firmeza absoluta determinada del suelo. Cuando sean relevantes, se considerarán los efectos de cualquier construcción adjunta y la variación en las propiedades de suelo en la dirección horizontal.

También se calculará el asentamiento diferencial, y se combinará la inclinación de la construcción causada por este asentamiento con la inclinación estructural pronosticada. Cualquier efecto incrementado las cargas causadas por la inclinación de la estructura será considerado en los requisitos de estabilidad de los cimientos del párrafo (b) a continuación.

Cuando el fondo de mar bajo la estructura experimenta una baja de presión o un aumento de presión, se establecerá una disposición para prevenir la conducción por tuberías, la cual podría perjudicar la integridad de los cimientos. La influencia de la inestabilidad hidráulica y de inclinación, si hubiera, será determinada para los casos de cargas estructurales ii) y iii) del párrafo 104.1.2.1 (g).

Se calcularán los sedimentos iniciales y secundarios, así como los desplazamientos horizontales permanentes.

(b) Estabilidad. Se calcularán la capacidad de orientación y resistencia lateral bajo la combinación de cargas más desfavorables. La posible redistribución a largo plazo de presiones de orientación debajo de la losa de la base deberá considerarse para asegurar que se utilicen las presiones máximas del borde en el diseño del perímetro de la base.

Se investigará la resistencia lateral de la plataforma respecto a varios potenciales planos de corte. Se otorgará una consideración especial a cualquier capa de suelo blando.

Los cálculos del momento de volcar y de las fuerzas verticales inducidas por el paso de una ola deberán incluir la distribución vertical de la presión sobre la parte superior de los cimientos y a lo largo del fondo
del mar.

Se analizará la capacidad de los cimientos para resistir una falla de orientación profundamente arraigada. Alternativamente, se puede utilizar métodos de slip-surface, que cubren una gama de superficies de ruptura profunda cinéticamente posible, en los cálculos de la capacidad de orientación.

Se determinará la firmeza máxima absoluta permisible del suelo dividiendo la firmeza absoluta del suelo por los mínimos factores de seguridad descritos a continuación.

Cuando se determina la firmeza absoluta del suelo por un método efectivo de tensión, el factor de seguridad se aplicará tanto a los términos cohesivos y como a los friccionales. Si se utiliza un método de tensión total, se aplicará el factor de seguridad a undrained shear strength. Los mínimos factores de seguridad a obtener, cuando se utiliza una fórmula estándar de la capacidad de orientación y varios planos de prueba de falla de deslizamiento con las condiciones de carga del párrafo 4.1.2.1(g), son 2.0 para el caso de cargas i), y 1.5 para los casos de cargas ii) y iii). Se otorgará una atención especial a los factores de seguridad que se obtendrán cuando se considera el Sismo Prototipo.

Cuando estén presentes, los efectos adicionales de penetrar las paredes o los bordes que transfieren las cargas verticales y laterales al suelo serán investigados conforme a su contribución a la capacidad de orientación y resistencia lateral.

(c) Reacción del suelo sobre la estructura. Para las condiciones durante y después de la instalación, la reacción del suelo contra todo componente apoyado sobre, o penetrando el fondo del mar se determinará y tomará en cuenta en el diseño de estos componentes. La distribución de las reacciones del suelo se basará en los resultados de la investigación del sitio. Los cálculos de las reacciones tomarán en cuenta cualquier desviación de la superficie del plano, las características de deflexión de carga del suelo y la geometría de la base de la estructura.

Cuando sea aplicable, el diseño tomará en cuenta los efectos de endurecimiento del suelo local, las propiedades no homogéneas del suelo al igual que la presencia de cantos rodados y otras obstrucciones. Durante la instalación, se considerará la posibilidad de presiones de contacto local debidos al contacto irregular entre la base y el fondo del mar; se agregarán estas presiones a la presión hidrostática.

Se realizará un análisis de la resistencia de penetración de los elementos estructurales que penetran el fondo del mar bajo la estructura de los cimientos. El diseño del sistema de lastre reflejará incertidumbres asociadas con alcanzar la penetración requerida de la construcción. Dado que la consecución de la penetración requerida de la plataforma y de sus bordes es de crucial importancia, se utilizarán los más altos valores esperados de firmeza de suelo en el cálculo de la penetración.

104.2. Diseño del concreto

104.2.1. Todos los elementos de concreto se diseñarán de acuerdo con los estándares y las especificaciones mexicanas relacionadas con la materia y, en ausencia de los mismos, se deberán apegar a las prácticas internacionales reconocidas y deberán ser aprobadas por la Comisión pertinente para el uso marítimo. El diseño tomará en cuenta los estudios específicos geotécnicos, océano meteorológicos y sísmicos realizados en el sitio.

104.2.2. El diseño deberá considerar todas las condiciones de la vida de la construcción, la transportación y la operación hasta la terminación. El diseño deberá ser capaz de resistir el evento extremo prototipo, i.e. la condición ambiental de 100 años, para todos los estados del tanque de GNL, de lleno hasta vacío. Se considera esta condición prototipo como un estado de límite absoluto, y no se permite un deslizamiento global. Los factores de carga y resistencia serán consistentes con los estándares y las especificaciones mexicanos relacionados con la materia y, en ausencia de los mismos, deberán apegarse a las prácticas internacionales reconocidas y deberán ser aprobadas por la Comisión.

104.2.3. El tamaño de la estructura podrá ser frecuentemente del tamaño suficiente que funcione como un rompeolas, y se otorgará una consideración total para reflejar las fuerzas de las olas (y run-up y overtopping de olas). Para estructuras largas, se tomarán en cuenta los efectos de las olas oblicuas que causan el doblamiento horizontal de la base y la torsión global de los cimientos.

104.2.4. La base tomará en cuenta las cargas sísmicas utilizando un análisis de la interacción de la estructura del suelo, el cual incorporará la carga y el GNL. En la ausencia de otros requerimientos, se recomienda que se diseñe la base tomando en cuenta las siguientes condiciones:

a) Sismo de Operación Base (SOB) será considerado como un caso de operación normal, con revisabilidad y límite absoluto (i.e. elástico restante).

b) Sismo de Paro Seguro (SPS) será considerado como un caso de condición accidental mientras que no se lleve al colapso o la pérdida progresiva de la contención del GNL.

104.2.5. El sismo SOB no tiene implicaciones de seguridad, y el dueño/operador normalmente establece el nivel en base a los requisitos de operación y de protección del activo. Sin embargo, por lo general se establece el evento SOB como un evento con una periodicidad de 475 años. El sismo SPS sí tiene implicaciones de seguridad tanto para el personal como para el medio ambiente, y normalmente tiene una periodicidad de 4,975 años.

El arreglo base general tendría que tomar en cuenta la necesidad para un espacio de lastre y medidas de mitigación para prevenir daños al sistema de contención causados por impacto con una embarcación externa. Por lo tanto, se espera que el exterior tenga una doble pared con suficiente espacio entre las paredes para acomodar el lastre adecuado y para permitir la deformación/perforación de la pared exterior por impacto de una embarcación sin daño a la pared interna.

104.2.6. La selección del sistema de contención se regirá por los requisitos del dueño/operador junto con los requisitos de la autoridad nacional. Sin embargo, debido a preocupaciones políticas y ambientales, se espera que la planta marítima sea un tanque de contención doble o lleno.

104.2.7. Cualquier que sea el sistema de contención que se elija, se tendrá que demostrar que el casco de concreto está protegido adecuadamente contra una fuga del GNL del contenedor principal, o que es capaz de contener una fuga sin efectos adversos.

104.3. Control de corrosión

Una estructura fija de concreto se enfrentará con diferentes tipos de ambientes de corrosión marina. Estos se podrán dividir en zonas de corrosión, como se describe a continuación:

a) Zona atmosférica externa

b) Zona de salpicadura

c) Zona externa sumergida

d) Zona enterrada

e) Zonas atmosféricas internas

f) Zonas intermedias

g) Zonas internas sumergidas

La zona de salpicadura es una parte externa de la estructura que se moja de manera intermitente con las mareas y oleadas.

Las zonas intermedias incluyen pozos y cajones de aire comprimido que se mojan de manera intermitente por agua de mar durante cambios de marea y olas amortiguadas, o durante movimientos del nivel del agua del lastre. Las zonas atmosféricas externas e internas y las zonas sumergidas se extienden arriba y abajo de las zonas de salpicadura e intermedias, respectivamente.

La zona enterrada incluye partes de la estructura enterradas en los sedimentos del fondo del mar o cubiertas por deshechos sólidos externa o internamente.

La corrosividad de las zonas de corrosión varía como una función de la ubicación geográfica, siendo la temperatura el principal parámetro ambiental en todas las zonas.

En las zonas atmosféricas y las zonas de salpicadura/intermedias, la corrosión se rige principalmente por 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 crecimiento marino.

Se refiere a la corrosión regida por la actividad biológica (generalmente por bacteria) como la CIM (corrosión influenciada por la microbiología). En la mayoría de las superficies externas expuestas en las zonas sumergidas y enterradas, como en las superficies de la tubería para agua de mar y agua de lastre, la corrosión se relaciona principalmente con la CIM.

En el ambiente marino, se utilizan los siguientes principios básicos para controlar la corrosión:

a) revestimientos y forros;

b) protección catódica;

c) materiales resistentes a la corrosión;

d) la corrosión como proceso tomado en cuenta.

La selección inicial y el diseño consecutivo de detalles de sistemas para el control de la corrosión deberán tomar en cuenta los siguientes factores principales:

a) requisitos legales locales;

b) el nivel crítico del sistema general y los requisitos de funcionalidad para que los componentes particulares sean protegidos;

c) el tipo y la severidad de ambientes de corrosión;

d) vida de diseño (y la probabilidad de una extensión de vida);

e) accesibilidad para inspección, mantenimiento y repuestos, incluyendo la filosofía general de mantenimiento;

f) qué tan adecuadas, fiables y económicas son las técnicas opcionales para el control de corrosión.

104.4. Construcción de concreto

104.4.1. Documentación

Se desarrollará la documentación para verificar que el diseño y la ejecución de las obras de concreto se realicen de acuerdo con el diseño del proyecto y con los estándares y las especificaciones mexicanas relacionadas con la materia y, en ausencia de los mismos, deberán ajustarse a las prácticas internacionales reconocidas y deberán ser aprobadas por la Comisión.

104.4.2. Materiales

Los materiales integrales del concreto estructural son el cemento, los agregados y el agua. El concreto estructural también podrá incluir mezclas y adiciones.

Los materiales integrales serán sólidos, durables, libres de defectos y adecuados para hacer concreto que alcanzará y mantendrá las propiedades requeridas. Los materiales integrales no contendrán

ingredientes dañinos en cantidades que podrán perjudicar la durabilidad del concreto o que podrán causar la corrosión del reforzamiento y serán adecuados para su uso intencionado.

La aprobación de los materiales integrales del concreto y de los reforzamientos se basará en pruebas de materiales donde se prueba la composición química, las propiedades mecánicas y otros requisitos especificados de acuerdo con, y en contra de, métodos y requisitos de probación específicos de este Estándar o de Estándares Internacionales relevantes.

Las especificaciones de los materiales se establecerán para todos los materiales que se utilizarán en la fabricación del concreto, en el sistema de reforzamiento y en el sistema de pretensado. Los materiales que cumplen con los estándares reconocidos de los productos podrán ser admitidos en el entendido que se cumpla con los requisitos de este estándar.

104.4.2.1. Requisitos de los materiales-materiales integrales del concreto

a) Cemento

Solamente se usará el cemento establecido como adecuado. Se demostrará el historial de su buen funcionamiento y durabilidad en entornos marinos y después de exposición a hidrocarburos almacenados, si ello es relevante. Se deberá probar y entregar el cemento de acuerdo con un estándar reconocido en el lugar de su uso y consistente con el diseño y las especificaciones del proyecto.

El cemento se entregará con un Certificado del fabricante, el cual deberá contener, como mínimo, la composición química y mineralógica y los valores de prueba de todas aquellas propiedades para las cuales hay requisitos. Se probará el cemento de acuerdo con métodos aprobados.

El contenido de aluminato tricálcico (C3A) no será menor al 5% ni mayor al 10% al menos de que se establezcan disposiciones adecuadas para mitigar los impactos de C3A.

Además de demostrar el cumplimiento con los requisitos que sean especificados, el Certificado del fabricante también especificará el tipo/grado con referencia a la especificación estándar/proyecto aprobada, la identificación del lote y el tonelaje.

b) Agua para mezclar

Unicamente agua establecida como adecuada será utilizada para mezclar. El agua para mezclar no contendrá elementos en cantidades que puedan perjudicar el fraguado, dureza y durabilidad del concreto o que puedan causar corrosión en el reforzamiento.

No se utilizará agua que proporcione en una firmeza del concreto de menos de 90% de aquella obtenida al utilizar agua destilada. Tampoco se utilizará agua que reduzca el tiempo de fraguado a menos de 45 minutos o que cambia el tiempo de fraguado en más de 30 minutos en comparación con el agua destilada.

No se utilizará agua salada (Vg. agua de mar sin tratar) como agua para mezclar o tratar para el concreto estructural.

Se investigarán y aprobarán fuentes de agua para asegurar que sean adecuadas y fiables para el suministro de la misma. La documentación deberá estar disponible en el sitio de construcción indicando la aceptación del suministro del agua.

c) Agregados de peso normal

Unicamente se utilizarán agregados considerados adecuados. Los agregados para el concreto estructural deberán tener suficiente resistencia y durabilidad. No deberán ablandarse, ni deberán ser excesivamente friables o expansible.

Deberán ser resistentes a la descomposición cuando estén mojados. No deberán reaccionar con los productos para la hidratación de los productos que forman el cemento, y no afectarán el cemento de manera adversa. No se usarán agregados marinos al menos que éstos estén adecuada y completamente lavados para eliminar todos los cloruros.

Por lo general, los agregados de peso normal serán de substancias minerales naturales. Deberán ser triturados o no triturados con tamaños, grados y formas de partículas tales que sean adecuados para la producción de concreto.

Se realizarán las pruebas de los agregados en intervalos regulares tanto en la cantera o sitio de origen como en el sitio de construcción durante la producción del concreto. Se determinará la frecuencia de las pruebas después de tomar en cuenta la uniformidad y suministro del volumen de producción del concreto de acuerdo con los reglamentos de los estándares y las especificaciones aplicables en México

relacionadas con esta materia y, en ausencia de los mismos, de acuerdo con las prácticas internacionalmente reconocidas al momento de su aprobación por la Comisión.

d) Agregados de peso ligero

Los agregados de peso ligero en las estructuras de soporte de carga deberán 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.

Unicamente se utilizarán agregados establecidos como adecuados. Agregados de peso ligero contarán con propiedades uniformes de firmeza, rigidez, densidad, grado de incineración, graduación, etc. La densidad seca no deberá variar más de 7.5%.

e) Aditivos

Los aditivos cumplirán con los requisitos de estándares reconocidos, y únicamente se utilizarán aditivos con estabilidad establecida.

Los aditivos no serán dañinos ni contendrán impurezas dañinas en cantidades que puedan perjudicar la durabilidad del concreto o del refuerzo. Los aditivos serán compatibles con los demás ingredientes del concreto. Por lo general, el contenido de sílice ahumado usado como aditivo no deberá de exceder el 10% del peso de la escoria de cemento Portland. Cuando se utilizan cenizas volantes, escoria y otra puzolana como aditivo, normalmente su contenido no deberá de exceder el 35% del peso total del cemento y los aditivos. 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 será menor al 30% del peso total del cemento y escoria.

f) Mezclas

Unicamente se utilizarán mezclas establecidas como adecuadas. Se probarán las mezclas a ser utilizadas en el concreto bajo condiciones de sitio con el cemento y las adiciones a ser utilizadas para verificar que estos productos rindan los efectos deseados, sin perjudicar las otras propiedades requeridas. Se evaluarán los riesgos involucrados en una sobredosis. Se preparará un informe de prueba para documentar dicha verificación. El informe de prueba formará una parte de la documentación del diseño de la mezcla de concreto.

La amplitud de la prueba de las mezclas normalmente deberá estar de acuerdo con los requisitos proporcionados en los estándares y las especificaciones aplicables en México relacionadas con esta materia y, en ausencia de los mismos, de acuerdo con las prácticas internacionalmente reconocidas al momento de su aprobación por la Comisión.

Se entregarán los informes relevantes de la prueba de un laboratorio reconocido antes de que se use una mezcla. Se podrán utilizar mezclas de aire atrapado para mejorar las propiedades del concreto endurecido en relación con la resistencia a la congelación o para reducir la tendencia de filtración, segregación o agrietamiento.

104.4.2.2. Requisitos de los materiales-concreto

Se seleccionarán la composición del concreto y los materiales integrales para satisfacer los requisitos de esta NOM y las especificaciones del proyecto para el concreto fresco y endurecido, tales como consistencia, densidad, resistencia, durabilidad y protección contra la corrosión del acero embebido. Se tomarán en cuenta los métodos de ejecución a ser aplicados. Los requisitos del concreto fresco garantizarán que el material sea completamente manejable en todas las etapas de su fabricación, transportación, colocación y compactación.

Se especificarán las propiedades requeridas de concreto fresco y endurecido. Estas propiedades requeridas serán verificadas por el uso de métodos de prueba reconocidos, Estándares Internacionales o estándares nacionales reconocidos.

Siempre se especificará la resistencia a la compresión. Se tomarán en cuenta las propiedades que pueden causar agrietamiento del concreto estructural, Vg. Escurrimiento plástico, contracción, calor liberado por hidratación, expansión térmica y efectos similares. La durabilidad del concreto estructural se relaciona con la permeabilidad, la absorción, la difusión y la resistencia contra ataques físicos y químicos en un entorno determinado; por lo general, se requiere de una proporción baja agua/cemento-aglutinante para obtener la durabilidad adecuada. El concreto normalmente deberá tener una proporción agua/cemento-aglutinante no mayor a 0.45. En la zona de salpicadura, esta proporción no será mayor a 0.40.

El concreto sujeto a congelación y descongelación contará con suficiente resistencia a la congelación. Se demostrará esta resistencia a la congelación a través de métodos de prueba apropiadas. Cuando se utilice aire retenido, este requisito se considerará 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 deberán estar distribuidas de manera uniforme.

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.

En la zona de salpicadura el contenido de cemento no será menor de 400 kg/m^3. 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:

a) hasta 20 mm de agregado requiere de un contenido mínimo de cemento de 360 kg/m^3;

b) de 20 mm hasta 40 mm de agregado requiere de un contenido mínimo de cemento de 320 kg/m^3.

Para concreto expuesto al agua de mar, la resistencia característica de cilindro a 28 días no deberá ser menor de 40 MPa. Cuando se usan agregados ligeros con estructura porosa, el valor medio de la densidad horneada (105ºC) para dos muestras de concreto después de 28 días no desviará más de 50 kg/m^3 del valor requerido. Cualquier valor particular no se desviará por más de 75 kg/m^3. El valor medio de la producción entera deberá encontrarse dentro de +20 kg/m^3 a 50 kg/m ^{3}.

Si la absorción de agua del concreto en la construcción final es importante, esta propiedad se determinará a través de pruebas bajo condiciones que corresponden a las condiciones que será expuesto el concreto.

104.4.2.3. Requisitos de los materiales-Acero de refuerzo

El acero de refuerzo cumplirá con los estándares nacionales e internacionales relevantes aplicables. Se garantizará la consistencia entre las propiedades de los materiales que se incorporan en el diseño y los requisitos del estándar empleado. Por lo general, se usarán varillas corrugadas laminadas en caliente de calidad soldable y con alta ductilidad. Cuando se requiere del uso de detalles sísmicos, el acero de refuerzo provisto cumplirá con los requisitos de ductilidad del estándar de referencia empleado en el diseño.

Las propiedades de fatiga y las curvas SN serán consistentes con las suposiciones del diseño.

El acero reforzado será entregado junto con la Constancia de Obras. Se podrá renunciar al requisito de proporcionar una Constancia de Obras si se produce y prueba el reforzamiento bajo un esquema de certificación nacional o internacional y si todos los datos de pruebas requeridos son documentados con base a datos estadísticos del fabricante. Todo el acero deberá estar claramente identificado.

Un reforzamiento galvanizado podrá ser utilizado donde existan disposiciones para asegurar que no ocurrirá ninguna reacción con el cemento que perjudique la atadura con el reforzamiento galvanizado.

Se podrá utilizar el acero galvanizado siempre y cuando se cumpla con los requisitos que rigen las propiedades mecánicas para reforzar el acero ordinario. Se usará el reforzamiento para la aplicación de GNL de acuerdo a los estándares y las especificaciones aplicables en México relacionadas con esta materia y, en ausencia de los mismos, de acuerdo con las prácticas internacionalmente reconocidas al momento de su aprobación por la Comisión.

104.4.2.4. Requisitos de los materiales-acero pretensado

Acero pretensado como un producto deberá cumplir con los estándares relevantes nacionales e internacionales para acero pretensado y se entregará con una Constancia de manufactura.

Tendones (cables, cordones, barras), dispositivos de fondeadero, empalmes y tubos o vainas son parte del sistema pretensado descrito en la especificación del proyecto. Todas las partes deberán ser compatibles y claramente identificadas.

Los sistemas pretensados cumplirán con los requisitos de las especificaciones del proyecto por diseño.

Por lo general, vainas para tendones postensados serán de tipo rígido o semirrígido, herméticas y con una rigidez adecuada para prevenir daños y deformaciones. Los tubos serán de acero al menos que se especifiquen otros tipos por diseño. Se entregarán los componentes del sistema pretensado con una Constancia de manufactura.

104.4.3. Los trabajos para colocar y formar los moldes para inyectar el concreto (Falsework y Formwork), cumplirán con el diseño y especificaciones del proyecto y con los códigos aplicables que se mencionan en el diseño y con los estándares y las especificaciones mexicanas relacionadas con esta materia y, en ausencia de los mismos, con las prácticas internacionalmente reconocidas al momento de su aprobación por la Comisión.

104.4.4. Manejo del acero de refuerzo

La superficie del acero de refuerzo debe estar libre de herrumbre suelta, substancias perjudiciales u otros efectos superficiales que tendrían un perjudiquen la adherencia con el concreto.

Se cortará y doblará el acero de refuerzo conforme a los estándares nacionales u otros documentos relevantes. Se aplicarán los siguientes requisitos:

a) Se doblará a una velocidad uniforme.

b) El doblado del acero de refuerzo a una temperatura por debajo de 0°C se realizará únicamente como lo permite el estándar nacional y de acuerdo con los procedimientos preparados para el sitio de construcción particular.

c) A menos que se permita específicamente por las especificaciones del proyecto, el doblado utilizando un tratamiento térmico no está permitido.

104.4.4.1. Ensamble y colocación del acero de refuerzo

Se colocará el acero de refuerzo de acuerdo con los dibujos del diseño y se fijará dentro de las tolerancias como se describe en el diseño y de acuerdo con los estándares y las especificaciones aplicables en México relacionados con esta materia y, en ausencia de los mismos, de acuerdo con las prácticas internacionalmente reconocidas al momento de su aprobación por la Comisión.

Se mantendrá el cubrimiento especificado para el acero de refuerzo mediante el uso de soportes y separadores adecuados. Los separadores en contacto con la superficie de concreto en un ambiente corrosivo serán fabricados de concreto de por lo menos la misma calidad que la construcción.

En las áreas donde se congestione el acero de refuerzo, se tomarán las medidas para asegurar que el concreto puede fluir y llenar todos los huecos sin segregación y que pueda ser adecuadamente compactado.

104.4.5. Pretensado y postensado

Todos los componentes de ensamble o sistema entero pretensado que consiste en, por ejemplo: acero pretensado, tubos, vainas, dispositivos de anclaje, empalmes, así como tendones prefabricados y tendones fabricados en el sitio bajo “nuevas” condiciones. Se reemplazarán los materiales que han sido dañados o corroídos. Se deberá incluir una disposición para prever condiciones perjudiciales Vg., corrosión, enroscamiento, etc., de componentes y/o protectores de tensión. Se colocará la lechada de concreto de acuerdo con el diseño del proyecto y los códigos y estándares aplicables y se incorporarán las prácticas para asegurar que se cumplan con las condiciones de diseño.

104.4.6. Inyectado del concreto

Se diseñarán y seguirán los procedimientos documentados para inyectar el concreto, preparación para la inyección de concreto, colocación y compactación, curado y protección del concreto endurecido, trabajos posteriores a la inyección de concreto y terminado y reparación para asegurar que el concreto cumpla con las condiciones de diseño. Los códigos relevantes y los estándares aplicables a las estructuras de concreto marítimo servirán como la base de estos procedimientos.

104.4.7. Tolerancias geométricas

Tolerancias de componentes

Se deben establecer requisitos como parte de la ingeniería de diseño para los siguientes tipos de tolerancias, como sean relevantes:

a) bordes:

1. desviación del centro proyectado para células geométricas;

2. desviación de la posición proyectada para puntos particulares a lo largo del borde;

3. desviación de la circunferencia linear más adecuada de los bordes;

4. desviación de la elevación proyectada para la punta y la cima del borde;

5. desviación de la sonda proyectada sobre determinadas alturas.

b) losas y vigas:

1. desviación de la elevación proyectada para el plano central;

2. desviación del plano proyectado medido sobre determinadas longitudes (2 m y 5 m);

3. desviación de la inclinación proyectada.

c) paredes, columnas y pozos:

1. desviación de la posición proyectada del plano central o línea horizontal central;

2. desviación del plano proyectado-dirección horizontal;

3. desviación del plano proyectado-dirección vertical;

4. desviación de la sonda proyectada sobre determinadas alturas.

d) domos:

1. desviación del centro del domo más adecuado del centro proyectado, en dirección horizontal y vertical;

2. desviación del radio interno más adecuado del radio proyectado;

3. desviación de los puntos particulares del domo interno más adecuado;

4. desviación de los puntos particulares del domo externo más adecuado;

e) componentes circulares:

1. desviación del centro del cilindro más adecuado de línea central proyectada;

2. desviación del radio interno más adecuado del radio interno proyectado;

3. desviación de puntos particulares del círculo interno más adecuado sobre determinadas longitudes;

4. desviación de puntos particulares del círculo externo más adecuado sobre determinadas longitudes;

5. desviación de la sonda proyectada sobre determinadas alturas.

f) conexiones de pozos y cubierta:

1. desviación del centro más adecuado del centro proyectado del fuste;

2. desviación de distancias entre los centros más adecuados de fustes;

3. posición de soportes temporales horizontales y verticales;

4. posición de pernos del ancla, plano horizontal y verticalidad.

Tolerancias para sección transversal

Se darán requisitos para los siguientes tipos de tolerancias:

a) grosor:

1. puntos medidos particulares t –10/ +30 mm;

2. promedio general del área t –10/ +20 mm.

b) posición del refuerzo:

1. tolerancia sobre la cubierta de concreto –10/ +10 mm;

2. tolerancia sobre la distancia entre capas rebar de la misma faz –5/ +10 mm;

3. tolerancia sobre la distancia entre capas rebar de fases opuestas –10/ +10 mm;

4. tolerancia sobre espacio entre rebars en la misma capa;

5. tolerancia sobre distancias (L) Lmin > 0.95L.

c) pretensado

1. tolerancia sobre la posición de anclas pretensado;

2. posición de tubos/rectitud anclas;

3. posición de tubos en posiciones intermediarias 0.05t < 20 mm;

4. tolerancias sobre el radio para partes curvadas de tendones R < 0.05R.

104.5. Inspección y monitoreo de las condiciones de la construcción

a) Se establecerá el programa de inspección y monitoreo como parte del proceso de diseño y se tomará en cuenta la seguridad, las consecuencias ambientales y los costos del ciclo total de vida.

b) El objetivo general de las actividades de inspección y de monitoreo de las condiciones es asegurar que la construcción sea adecuada para el propósito proyectado a lo largo de su vida.

c) Las actividades de monitoreo de las condiciones deberían incluir el desarrollo, el conocimiento y la experiencia más actuales que se encuentren apropiados y disponibles.

d) Se deberá prestar especial atención a los mecanismos de deterioro para los componentes materiales y estructurales relevantes; los efectos dependientes del tiempo, los ataques mecánicos y químicos, la corrosión, las cargas, las condiciones del fondo del mar, la estabilidad, la protección contra socavación y los daños por accidentes. Como sean apropiadas, las actividades de monitoreo de las condiciones deberán reflejar la necesidad de las obras de reparación y mantenimiento.

104.6. Operación marina (transportación e instalación de la EAM)

Las operaciones marinas deberán abarcar tanto el análisis y diseño de los componentes, sistemas o medios requeridos para llevar a cabo dichas operaciones como los métodos y procedimientos desarrollados para alcanzarlos con seguridad. Se debe asegurar que todo el equipo funcionará y que se llevarán a cabo todas las actividades con seguridad, las cuales son necesarias como parte del procedimiento planeado en una emergencia y en situaciones accidentales.

Se considerará lo siguiente:

Se investigarán las mociones dinámicas durante la flotación y el remolque de instalaciones fijas de concreto. Se deberán definir con precisión las aceleraciones, los ángulos de inclinación en condiciones intactas y dañadas, y se deberá evaluar las consecuencias para el diseño de la plataforma, la subestructura y su conexión.

104.6.1. Holgura y ruta de remolque

Para cualquier remolque de un dique seco, la holgura bajo la quilla en el dique seco nunca deberá ser menor de 0.5 m, después de las correcciones para el efecto de una posible deflexión de la construcción base, la línea donde se jala para remolcar (tow line pull), inclinación por viento, hundimiento de la parte posterior al remolcarlo en el mar (squat effects) y variación de la densidad de agua de mar.

La holgura mínima bajo la quilla para anclaje en una mampara o en un puerto protegido y para un remolque a tierra/mar adentro no deberá ser menor de 1.5 metro o 10 por ciento del calado máximo, dependiendo cuál de los dos mide menos, después de deducir los efectos debidos a un balanceo y paso, movimiento vertical, línea para jalar, inclinación por viento, tolerancia sobre batimetría, diferencias en la densidad del agua, hundimiento de la parte posterior al remolcarlo y deflexiones de la estructura.

Para la holgura lateral, en el dique seco, cuando está controlado por cabrestantes, el ancho mínimo del canal deberá ser 1.2 veces mayor que la construcción en la base o punta del borde, o con una holgura de 10.0 metros por cada lado, dependiendo cuál de todos mide menos. Si se arrastra la construcción con cabrestantes sobre defensas en un lado, deberá contar con la holgura adecuada al otro lado.

Cuando se usan remolcadores para controlar la posición, el ancho mínimo del canal deberá ser 1.5 veces mayor que el ancho máximo de la construcción base. Se podrá requerir una holgura adicional para permitir que operen los remolcadores.

En las áreas fuera del dique o puerto protegido con condiciones mínimas de corriente y viento, el ancho del canal deberá ser un mínimo de 2 veces mayor que el ancho máximo de la base en la base o punta del borde.

El ancho mínimo del canal es de 2 veces mayor que el ancho máximo de la construcción, con espacio para guiña, corrientes locales y efectos de mareas por la duración del remolque, incluyendo contingencias. Las desviaciones del ancho podrán ocurrir independientemente de la configuración del remolque.

Aunque estas holguras han sido establecidas, se deberá evaluar cada remolque hacia el mar específicamente considerando las condiciones ambientales, la longitud del estrecho, cualquier cambio de cursos dentro del estrecho, estrecho representativo respecto al área/forma bajo el agua de la construcción base, la capacidad de los remolques para asegurar la integridad de la operación de la construcción.

104.6.2. Colchón de aire/presión del aire

Para el colchón de aire/presión del aire, se necesita un sello de agua de 0.25 metros para las operaciones fuera del dique hasta que la base llegue al área de detención de espera fuera del dique. Se deberán verificar los compartimientos de las paredes verticales para averiguar si aguantan 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. Se deberá proporcionar un método confiable para medir el sello de agua. Se deberá aislar el colchón de aire en compartimentos separados para que un fallo en cualquier parte del sistema no cause una pérdida de flotabilidad, la cual se encuentra fuera de los criterios aceptables de estabilidad, calado o francobordo.

Se deberá probar la fuga de aire de los compartimentos de las paredes verticales antes de la flotación. Se deberá mantener el aire durante todas las etapas de acuerdo con el plan de operación marina.

104.6.3. Operaciones de lastre

Los sistemas de lastre y los colchones de aire, cuando apropiados, deberán ser operables durante las siguientes fases de operación marina:

a) Levantamiento del dique de construcción

b) Remolque para sacar del dique seco

c) Construcción flotando en el mar

d) Remolque en la costa

e) Remolque costa afuera

f) Instalación

g) Remoción de la estructura

104.6.4. Compartimentos de lastre

La construcción deberá tener compartimentos de tal forma que se pueda controlar de la estabilidad en una situación de daño.

La integridad de la hermeticidad de los compartimentos de lastre es importante. La prevención de inundaciones es vital. Una fuga, mientras que no ocurra con una velocidad excesiva, puede ser controlada si ocurre en los compartimentos con tubería para tirar lastre. Todos los compartimentos deberán tener tubos de drenaje a un cárcamo.

Se requiere de la integridad de la hermeticidad en dos áreas: la construcción en sí, y los sistemas de lastre y otros sistemas.

Se pueden dividir los compartimientos en dos tipos:

a) Permanentemente inundados para propósitos de la operación, en cuyo caso no se requiere de equipo para tirar lastre salvo un sistema de drenaje durante la construcción. En el evento de eliminación de la plataforma, algunos de estos compartimentos podrán requerir que se tire el lastre.

b) Comportamientos que temporalmente tienen lastre y otras veces no tienen lastre para los propósitos de las Operaciones Marinas. Algunos de éstos podrán volver a tener lastre de manera permanente para propósitos operacionales o podrán ser utilizados para almacenamiento en la fase operativa.

Se proveerá ventilación al aire a todos los compartimentos.

104.6.5. Capacidad del sistema de lastre

Sistema de lastre. La capacidad del sistema de, colocar/quitar lastre deberá ser capaz de cumplir con los requisitos de cualesquier de las operaciones marinas de esta sección.

El diseño del sistema de colocar lastre deberá ser tal que la falla de cualquier válvula para abrir o cerrar, o la fractura de cualquier tubería, no causará la inundación de la unidad o la falla para inundarse cuando esto sea requerido.

El diseño del sistema de lastre debe ser tal que una falla de una válvula para abrir o para cerrar, o la fractura de cualquier tubería no cause la inundación de la unidad o que no se pueda inundar cuando se requiera.

Todas las válvulas controladas por control remoto serán capaces de operar por medio un sistema secundario, de preferencia manual. Cualquier sistema automático o controlado por el radio tendrá un sistema manual para anular el automatismo.

Todas las entradas internas y externas serán protegidas adecuadamente para prevenir daño por restos y cables entrantes.

Si es necesario un conducto umbilical para suministrar servicios eléctricos y/o hidráulicos, deberá proporcionarse la capacidad de respaldo adecuada, y los sistemas infalibles serán incorporados en los controles críticos de las válvulas.

104.6.6. Instalación

104.6.6.1. Sitio de instalación

a) Requisitos de inspección.

La profundidad del agua con exactitud deberá ser establecida alrededor del sitio de instalación incluyendo todas las áreas de actividad temporal.

b) Sistema de Monitoreo de Posición (SMP)

Durante la instalación de estructuras de concreto costa afuera se utilizarán dos sistemas completamente independientes para monitorear la posición y orientación de las mismas.

c) Sistemas de servicios públicos

Se diseñarán todos los sistemas de energía, eléctricos, de bombeo, etc., para tener la confianza suficiente y la capacidad extra para asegurar que se mantengan los criterios de control, tales como estabilidad, holgura, etc., en todo momento.

104.7. Penetración

104.7.1. Criterios

Se establecerán los criterios de penetración antes de diseñar la construcción de las paredes verticales base de la estructura. Se tomará en cuenta lo siguiente:

a) Consideraciones geotécnicas

b) El número y tamaño de compartimentos de las paredes verticales, si las condiciones del lecho marino requieren que las paredes verticales tengan compartimentos

c) Carga en la parte alta de las paredes verticales

d) Inclinación de la construcción durante la penetración

e) Evacuación del agua de los compartimentos de las paredes verticales

f) Medición de penetración de las paredes verticales

g) Presión del agua en los compartimentos de las paredes verticales

Se diseñarán operaciones marinas para asegurar que las instalaciones pueden ser instaladas conforme a la condición de diseño.

104.8. Terminación marítima

104.8.1. Inspección por VOCR

Después de instalación de la plataforma, se deberá realizar una inspección a través de un VOCR (Vehículo Operado por Control Remoto) para asegurar que no existan las fallas siguientes:

a) Lechada no aceptable en el lado exterior de las paredes verticales

b) Daños en los sistemas de ánodos

c) Daños en los ductos verticales y tuberías

d) Daño en el concreto

e) Se dan de baja los sistemas temporales debajo del mar

104.8.2. Protección contra la socavación

En agua poco profunda y/o donde se necesita tomar en cuenta el flujo (corriente u ola) del agua del fondo, podría ser necesario colocar material resistente a la socavación alrededor de la periferia de la plataforma.

105. Tanques de almacenamiento de GNL

105.1. Aspectos del diseño

Se diseñarán y construirán los tanques de almacenamiento de GNL de acuerdo con los requisitos de una sociedad de clasificación de embarcaciones mundialmente reconocida, o con los códigos y estándares equivalentes. Los tanques deberán incluir todos los siguientes aspectos:

a) Una barrera de contención secundaria capaz de contener cualquier fuga de GNL por un tiempo acordado consistente con los procedimientos y sistemas empleados por la eliminación segura de GNL o gas en el evento de falla de la barrera de contención primaria.

b) Tendrá al menos dos maneras independientes para determinar el nivel de líquido en los tanques de almacenamiento del GNL con alarmas que suenan en los niveles Bajo-Bajo, Bajo, Alto y Alto-Alto.

c) Se proporcionarán medios para llenar el tanque desde la parte superior y desde la parte inferior para evitar estratificación.

d) Alarmas independientes de los niveles de alto y alto-alto.

e) Por lo menos un medidor de presión conectado al espacio de vapor.

f) Dos dispositivos de protección independientes de relevo de presión y de vacío.

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

h) Un sistema de alarma y detección de gas en el espacio entre la barrera primaria y secundaria.

i) Se proporcionarán medios para aislar el tanque del resto del sistema y para poner fuera de servicio el tanque de almacenamiento.

j) Se proporcionarán medios de liberación de gas, y para ingreso y egreso de personal y del equipo requerido para las actividades de inspección y mantenimiento.

k) Se proporcionarán medios de calentamiento y enfriamiento de los tanques requeridos para el arranque, las operaciones normales, la terminación del servicio del tanque y el restablecimiento del tanque a los servicios.

l) Un diseño estructural apropiado en consideración del análisis de fuerza y fatiga de todas las fases de construcción, transportación, instalación y operaciones normales. El análisis deberá considerar los efectos de llenado parcial y de cargas dinámicas debido al oleaje del GNL que resulta de los movimientos estructurales debidos a la actividad sísmica u otras cargas dinámicas, tales como cargas ambientales (corrientes, vientos y olas) o contacto con algún buque.

m) Los tanques deberán ser equipados con sistemas de monitoreo y control para proporcionar niveles aceptables de seguridad del personal y de la planta durante condiciones de operación normales y trastornados.

n) Los tanques de almacenamiento deberán estar ubicados dentro de la construcción para asegurar su integridad en las condiciones de daño supuestas para las instalaciones. Las condiciones de daño supuestas serán consistentes con los reglamentos de una sociedad de clasificación de embarcaciones mundialmente reconocida o, si así se puede demostrar a través de estudios de ingeniería que un arreglo alternativo pueda garantizar un nivel de seguridad equivalente, se pueden entregar las mismas para su consideración.

o) Los materiales, instrumentación y equipo para el tanque serán designados en consideración de la temperatura máxima bajo la cual se puede cargar o almacenar la carga, y la temperatura máxima que se puede esperar razonablemente en el tanque si fuera dado de baja.

105.2. Cargas de diseño

105.2.1. General

Se diseñarán los tanques, junto con sus soportes y partes empotrados, en consideración de las combinaciones prudentes de las siguientes cargas:

a) Presión interna

b) Presión externa

c) Cargas sísmicas

d) Cargas térmicas

e) Cargas del oleaje del GNL debidos a eventos sísmicos

f) El peso del tanque y de la carga con las reacciones correspondientes respecto a sus soportes

g) Cargas de aislamiento

h) Cargas en la forma de torres y otros accesorios

Las cargas del oleaje del GNL se considerarán con cualquier nivel de llenado en cada tanque, al menos que se pueda demostrar que se puede trasladar la carga del tanque de GNL de manera programada, y que el nivel en los tanques se puede mantener dentro de los límites en los de diseño apropiados.

Mientras esté a flote (durante la transportación e instalación de la EAM), las cargas a servir como soportes también tomarán en cuenta la inclinación de la unidad hasta el peor ángulo de inclinación como resultado de una inundación consistente con los criterios de estabilidad contratados para la construcción hasta un ángulo de 30 grados.

105.3. Tanques independientes

105.3.1. Definiciones

Los tanques independientes son autosoportados y no forman parte de la estructura de soporte (Estructura Anclada al Lecho Marino EAM) y no son esenciales para la resistencia de la estructura de soporte. Hay tres categorías de tanques independientes que se describen en esta NOM.

Tipo A - Tanques independientes diseñados principalmente utilizando las prácticas reconocidas internacionalmente de procedimientos de análisis estructural clásico de las embarcaciones. Cuando se construyen estos tanques principalmente de superficies planas (tanques de gravedad), la presión de vapor de diseño deberá ser menor de 0.7 bar, a menos que se pueda demostrar a través de estudios de ingeniería que el tanque está diseñado para operar bajo una presión mayor con un nivel de seguridad equivalente.

Tipo B - Tanques independientes diseñados utilizando pruebas de modelos, herramientas analíticas refinadas y métodos de análisis APRA determinar niveles de esfuerzo, fatiga durante la vida y características de propagación de grietas. Cuando se construyen estos tanques principalmente de superficies planas (tanques de gravedad), la presión de vapor de diseño deberá ser menos de 0.7 bar, a menos que se pueda demostrar a través de estudios de ingeniería que el tanque está diseñado para operar bajo una presión mayor con un nivel de seguridad equivalente.

Tipo C - Los tanques independientes diseñados para cumplir con los requisitos de un código o estándar reconocido para recipientes a presión destinados al servicio específico.

105.3.2. Análisis estructural

105.3.2.1. Tanques independientes tipo A

Se deberá de realizar un análisis estructural aprobado por la Comisión, tomando en cuenta las cargas de definidas en 5.2. El espesor de pared requerido por la carga del tanque deberá cumplir por lo menos con los requisitos de Estándares Reconocidos para tanques profundos, tomando en cuenta las cargas de diseño de 5.2 y una tolerancia por corrosión requerida por códigos y estándares.

Para las partes que funcionan como estructura de soporte, que no quedan cubiertas bajo Estándares Reconocidos, los esfuerzos se deberán determinar a través de cálculos directos, tomando en cuenta las cargas referidas en la sección 5.2, aplicables, y la deflexión de la estructura de soporte.

105.3.2.2. Tanques independientes tipo B

Se deberán determinar los efectos de todas las cargas dinámicas y estáticas para determinar si la construcción es adecuada con respecto a:

a) Resistencia

b) Deformación plástica

c) Pandeo

d) Falla por fatiga

e) Propagación de grietas

Se deberá llevar a cabo un análisis estático y dinámico de acuerdo con las prácticas internacionalmente reconocidas, un análisis de elementos finitos o métodos semejantes y análisis de los mecanismos de fractura o un estudio semejante.

Se deberá llevar a cabo un análisis tridimensional para evaluar los niveles de esfuerzo causados por los movimientos y las deflexiones de la estructura de soporte. El modelo para este análisis deberá incluir la carga del tanque con su sistema de soporte y manejo junto con una porción razonable de la estructura de soporte.

Se deberá llevar a cabo un análisis completo 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, salvo si estos datos están disponibles en instalaciones semejantes.

Un análisis del pandeo deberá considerar las tolerancias máximas de la construcción por una mala alineación de las placas, los elementos para dar rigidez y todos los demás componentes y penetraciones estructurales.

Cuando así determine la Comisión, pruebas modelo podrán ser requeridas para determinar los factores de concentración de esfuerzo y la fatiga durante la vida de elementos estructurales.

El efecto acumulativo de las cargas de fatiga deberá cumplir con los reglamentos y los estándares de una sociedad de clasificación de embarcaciones mundialmente reconocida, o con un estándar equivalente aprobado por una agencia reguladora.

105.3.2.3. Tanques independientes tipo C

El diseño y análisis de tanques Tipo C será realizado conforme a un estándar aceptado por la Comisión, y considerará los efectos de todas las presiones internas y externas, así como las cargas estáticas y dinámicas para determinar si el tanque es adecuado para el servicio especificado.

105.4. Tanques de membrana

Para tanques de membrana deberán considerarse los efectos de las cargas estáticas y dinámicas para determinar si la membrana y el aislamiento asociado son adecuados con respecto a la resistencia, deformación plástica y fatiga.

Antes de otorgar la aprobación, se probará un prototipo de la barrera primaria y secundaria, incluso esquinas y juntas, para verificar que los mismos resistirán el esfuerzo combinado esperado debido a cargas estáticas, dinámicas y térmicas. Las condiciones deberán representar las condiciones de servicio más extremas que el sistema de contención enfrentará en su vida. Las pruebas materiales deberán asegurar que es improbable que el envejecimiento impida a los materiales funcionar como fueron especificados.

Para el propósito de la prueba arriba mencionada, se deberá llevar a cabo un análisis completo de los movimientos y aceleraciones particulares y la respuesta del sistema de soporte y de sistemas de contención de carga de GNL, salvo si estos datos están disponibles en instalaciones semejantes.

Se deberá prestar especial atención al posible colapso de la membrana debido a una sobre-presión en el espacio entre las barreras, a un posible vacío en el tanque de carga, a los efectos del oleaje del GNL y a las vibraciones transmitidas a través de la estructura de soporte a la membrana y sus soportes.

Se deberá realizar un análisis estructural de la estructura de soporte aprobado por la Comisión, tomando en cuenta la presión diferencial entre la parte interna del tanque del GNL y la parte externa de la estructura de soporte. Sin embargo, se deberá prestar especial atención a las deflexiones de la estructura de soporte y su compatibilidad con la membrana y el aislamiento asociado. La estructura de soporte alrededor del tanque deberá cumplir por lo menos con los requisitos de las prácticas reconocidas internacionalmente para tanques profundos, tomando en cuenta la presión externa e interna de manera apropiada. Se deberá determinar el esfuerzo permisible para la membrana, el material que sostiene la membrana y el aislamiento material en cada caso particular.

105.5. Venteo del tanque

105.5.1. General.

Todos los contenedores deberán estar equipados con dispositivos de relevo de presión y vacío de acuerdo con las prácticas internacionalmente reconocidas para tanques de almacenamiento del GNL y presiones de diseño, aplicables a las instalaciones costa afuera.

105.5.2. Los dispositivos de relevo no desfogarán directamente a la atmósfera. Todas las válvulas de tanque estarán conectadas a un cabezal el cual llevará los vapores al quemador para la eliminación segura. Se instalarán dispositivos de relevo de vacío si el contenedor puede ser expuesto a una condición de vacío superior a la condición bajo la cual se diseñó el contenedor. Estos dispositivos se instalarán de acuerdo con lo siguiente.

105.5.2.1. Cada válvula de relevo de presión o de vacío para contenedores de GNL podrá ser aislada del contenedor para su mantenimiento o para otros propósitos a través de una válvula de cierre manual con apertura total. Estas válvulas de cierre podrán quedar fijas en la posición de apertura total. Se instalarán suficientes válvulas de relevo de presión y de vacío sobre el contenedor del GNL para permitir que cada válvula sea asilada para probarla o darle mantenimiento sin afectar la capacidad de alivio completa requerida. Donde se requiera únicamente de un dispositivo de relevo, se debe instalar o una válvula de tres vías de apertura total que conecte la válvula de relevo y su reserva con el contenedor o se

instalarán dos válvulas de relevo conectadas por separado que con el contenedor, con una válvula de cierre cada una.

105.5.2.2. No se cerrará más de una válvula de cierre en ningún momento.

105.5.3. Determinación de la capacidad de los dispositivos de relevo.

105.5.3.1. La capacidad de dispositivos de relevo de presión se basará en lo siguiente:

a) Exposición a un incendio

b) Trastorno operacional, como la falla de un dispositivo controlado

c) Otras circunstancias que resultan de fallas de equipo y errores de operación

d) Desplazamiento del vapor durante el llenado

e) Vaporización instantánea durante el llenado como resultado del llenado como una consecuencia de mezclar productos de diferentes composiciones

f) Pérdida de refrigeración

g) Entrada de calor de la recirculación de la bomba

h) Una caída en la presión barométrica

Los dispositivos de relevo de presión deberán desfogar la capacidad de flujo determinada para la contingencia singular más grande o cualquier combinación de contingencias razonable y probable.

105.5.3.2. Capacidad mínima. La capacidad mínima de relevo de presión en kg/hr (lb/hr) no será menor de 3 por ciento del contenido completo del tanque en 24 horas.

105.5.3.3. Relevo del vacío. La capacidad de los dispositivos de relevo del vacío se basará en lo siguiente:

a) Extracción de GNL o de vapor a velocidad máxima

b) Aumento en la presión barométrica

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

Los dispositivos de relevo del vacío deberán inyectar el flujo determinado para la contingencia singular más grande o cualquier combinación de contingencias razonables y probables, menos la velocidad de vaporización que se produce por la ganancia de calor mínima normal del GNL contenido en el tanque. Ningún crédito de capacidad de relevo de vacío será permitido por los sistemas de represurización de gas o de reemplazo de vapor.

105.5.3.4. Exposición a un incendio. La capacidad de relevo de presión requerida para la exposición a un incendio. Se calculará de acuerdo con prácticas reconocidas internacionalmente aprobadas por la Comisión.

106. Instalaciones en la plataforma

106.1. Sistemas de seguridad

106.1.1. General

El diseño de las instalaciones tendrá Sistemas de Seguridad adecuados y apropiados para garantizar que las funciones, los dispositivos y los procedimientos específicos de seguridad de GNL estén en su lugar en la plataforma como se resume abajo.

106.1.2. Sistemas de detección de incendios y fugas de gas

106.1.2.1. Los sistemas de detección de incendios y gas instalados deberán cumplir con los requisitos de la Sección 14. Protección y seguridad contra incendios de la Parte 1 de esta NOM.

106.1.2.2. Las áreas de alojamiento permanente deberán estar identificadas y los sistemas de seguridad para dichas áreas deberán ser explicados claramente, Vg. Identificación de escapes de gas inoloro.

106.1.2.3. Los sistemas de detección de incendios y gas para detectar automáticamente incendios y fugas de gas se proveerán para tener una respuesta inmediata.

106.1.2.4. El ámbito de los sistemas de detección de incendios y gas se deberá determinar basándose por lo menos en los siguientes puntos.

a) Tipo, cantidad y ubicación de sistemas de detección de incendios eléctricos o no relacionados con el proceso.

b) Uso adecuado de los Sistemas de Elemento Neumático Fusible y/o de Sistemas de Detección de Incendios (detectores de flama, térmica, y humo; en un punto y/o área).

c) Los detectores de incendio deben activar una alarma en la planta y dentro del cuarto de control central de la plataforma.

d) La necesidad de detectores de incendios para iniciar acciones encerradas, y/o activar los sistemas de supresión de incendios (por ejemplo CO_2, espuma y agua) además de activar las alarmas, basado en una evaluación adecuada.

e) La necesidad de detectores de incendios para iniciar acciones de paro de emergencia y activar los sistemas de supresión de incendios (CO_2, espuma y agua) y las alarmas, basado en una evaluación adecuada.

f) Identificación de las áreas a cubrir por ejemplo Equipo de Proceso, áreas Encerradas Clasificadas, y áreas Encerradas No Clasificadas (habitaciones donde el personal se reúne regular u ocasionalmente o donde duerme).

g) Los sensores de baja temperatura y detectores de gas inflamable en las áreas de proceso deben estar instalados permanentemente y tener la capacidad de emitir alarmas visuales y audibles ubicadas a lo largo de la planta y dentro del cuarto de control central de la plataforma. Los sistemas de detección de gas inflamable deben activar la alarma a una concentración de gas > 25% del límite inferior de inflamabilidad (LII), y activar los cierres apropiados a concentraciones de gas > 60% del LII.

106.1.3. Sistemas contra incendios

El ámbito de los sistemas contra incendios se deberá determinar por medio de una evaluación basada en los fundamentos de ingeniería para la protección, el análisis de las condiciones locales, los riesgos dentro de las instalaciones, y la exposición de y a otra propiedad. La evaluación deberá identificar por lo menos los puntos siguientes:

a) Tipo, calidad, y ubicación del equipo necesario para detección y control de incendios y de GNL, fugas y derrames de gases y líquidos 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 equipo y las estructuras de la exposición al fuego

d) Extintores y otro equipo de combate contra incendios

e) La planta deberá estar equipada con un sistema de suministro, distribución y aplicación de agua para combatir incendios, para proteger contra la exposición al fuego, para enfriar los tanques de almacenamiento, equipos, tuberías, y para controlar fugas y derrames no encendidos. Los sistemas de agua para incendios deberán estar diseñados para proporcionar los volúmenes y las presiones totales especificadas de agua con una bomba de agua para incendios fuera de servicio, y deberá tener bombas abastecidas por lo menos por 2 fuentes separadas de energía (por ejemplo una bomba operada por un motor eléctrico conectado al sistema eléctrico de emergencia y una bomba operada por un motor diesel, o sistemas similares), para poder proporcionar una fuente confiable de agua para incendios en una emergencia

f) Los extintores portátiles para combatir incendios menores deberán estar disponibles en ubicaciones estratégicas dentro de la planta de GNLCA y en otras áreas apropiadas, de acuerdo con otros lineamientos en este estándar

g) Se deberá desarrollar e implementar un programa de mantenimiento por escrito para todo el equipo contra incendios

106.1.4. 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 unidad por medio del uso de divisiones contra incendios y limitación de combustibles en los materiales de construcción. Mantener en condiciones adecuadas las divisiones contra incendios incluye la protección apropiada de las penetraciones en esas divisiones, lo cual incluye las penetraciones de sistemas eléctricos, de tuberías, o de ventilación. El aislamiento adecuado de las estructuras se proporcionará como medio de protección contra la exposición al fuego.

106.1.5. Protección personal y dispositivos salvavidas

El equipo de protección personal como la ropa de protección contra la exposición al fuego, los chalecos salvavidas para todo el personal, anillos salvavidas (para protección de personas fuera de borda), regaderas de seguridad, estaciones para lavado de ojos, etc., deberán estar disponibles y accesibles para todo el personal de la planta. El personal involucrado en actividades de emergencia deberá estar equipado con la ropa de protección y el equipo necesario. Se deberán establecer prácticas y procedimientos por escrito para la protección de los empleados cuando entren a espacios peligrosos o confinados.

106.1.6. Medios de escape

106.1.6.1. Se deberán proporcionar por lo menos dos medios de escape para todas las áreas que se utilizan de manera regular con personal vigilando continuamente. Las rutas de escape deberán ser tales que minimicen la posibilidad de quedar bloqueado en una situación de emergencia. Las rutas de escape tendrán una anchura mínima de 0.71 m. Los corredores sin salida durante un escape no excederán los 7 m de longitud. Las rutas de escape estarán identificados e iluminados adecuadamente. Un plano de la ruta de escape será expuesto claramente en diversos puntos de las instalaciones. Las rutas de escape proporcionarán por lo menos dos caminos separados hacia el Refugio Temporal de Seguridad.

106.1.6.2. Se deberá proporcionar un área de Refugio Temporal de Seguridad, la cual proporcionará protección para todo el personal en la plataforma por un periodo mínimo de 2 horas en caso de un incendio u otra emergencia en las áreas de proceso. El Refugio Temporal de Seguridad deberá tener rutas protegidas de acceso hacia los botes salvavidas. (Los cuarteles de vivienda de la plataforma pueden estar diseñados para funcionar como Refugio Temporal de Seguridad).

106.1.6.3. Se deberán proporcionar un mínimo de 2 botes salvavidas cerrados, operados por un motor diesel con sistema de enfriamiento de agua. La capacidad total de todos los botes salvavidas deberá ser igual por lo menos al 150% del máximo número de personas en la plataforma, y deberá proporcionar por lo menos una capacidad del 100% de las personas de la plataforma en la eventualidad que uno de los botes salvavidas no estuviera disponible. Se deberá tener un acceso fácil y seguro hacia los botes salvavidas desde el refugio temporal de seguridad.

106.1.6.4. Se deberá proporcionar un método de escape hacia el mar en los 2 extremos opuestos de la plataforma más distantes entre sí, con un sistema secundario de escape en el extremo del proceso.

106.1.6.5. Se deberán proporcionar medios alternos de escape hacia el mar, además de los botes salvavidas. Estos medios alternos de escape pueden incluir cuerdas, resbaladillas, u otros métodos de escape de última instancia.

106.1.7. Sistemas de paro de emergencia

106.1.7.1. Los sistemas de paro de emergencia deberán cumplir con los requisitos de la Sección 14. Seguridad y protección contra incendios de la Parte 1 de esta NOM. Adicionalmente, deberán cumplir con los requisitos siguientes:

106.1.7.2. Durante una emergencia, los Sistemas de Paro de Emergencia (PDE) aislarán o apagarán una fuente de GNL, líquidos inflamables, refrigerante inflamable o gases inflamables en las instalaciones. El PDE también parará el funcionamiento de cualquier equipo cuyo funcionamiento continuo pudiera prolongar o aumentar el estado de emergencia.

106.1.7.3. Los PDE tendrán un diseño libre de fallas. En los sitios donde no sea práctico un diseño libre de fallas, éstos serán instalados, ubicados, o protegidos de tal manera que se minimice la posibilidad de que no funcionen en caso de una emergencia o falla en el sistema normal de control. Los PDE que no sean del tipo libre de fallas tendrán todos sus componentes ubicados a una distancia de 15 m del equipo para ser controlados, de una de las siguientes maneras:

a) Instalados y ubicados en donde no sean expuestos a incendios

b) Protegidos en contra de cualquier falla debida a una exposición al fuego de mínimo 10 minutos

106.1.7.4. El instructivo de operación que identifica la ubicación y el funcionamiento de los controles de emergencia estará en lugares obvios o prominentes del área de las instalaciones.

106.1.7.5. El paro de emergencia se podrá activar manualmente, automáticamente, o una combinación de ambos. Los activadores manuales estarán en áreas que sean accesibles durante emergencias y a un mínimo de 15 m del equipo para el cual sirven, y claramente marcada su función diseñada. Estas estaciones de activadores manuales deberán estar protegidas en contra de una activación accidental y ubicadas convenientemente en los principales puntos de evacuación tales como el

amaraje de los botes, la cubierta para helicópteros, las estaciones de los botes salvavidas, y el Cuarto de Control Central. Se podrán considerar ubicaciones adicionales para estaciones de cierre de emergencia tales como las escaleras de salida en cada nivel de cubierta, las salidas principales de los dormitorios, las salidas principales de las instalaciones de la cubierta.

106.1.7.6. Los PDE se activarán automáticamente por:

a) La detección de fuego en la plataforma

b) La detección de gas combustible con 60% del límite inferior de inflamabilidad (LII)

106.1.7.7. 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, previniendo el retorno del gas del gasoducto hacia la plataforma. La VSS deberá activarse automáticamente por el PDE en caso de incendio o de niveles elevados de gas (60% LII).

106.2. Análisis de los sistemas de seguridad del proceso (mapas EFAS)

106.2.1. Este análisis deberá ser realizado de conformidad con la Secciones 7. Principales medidas para control de derrames y fugas, y 8. Equipo de proceso, así como otras secciones relevantes de la Parte 1 de esta NOM.

106.2.2. El análisis de los sistemas de seguridad del proceso para las instalaciones en la plataforma se enfoca a prevenir cualquier fuga de GNL, parar el flujo de hidrocarburos si ocurre una fuga, y minimizar los efectos de los hidrocarburos liberados. El análisis de los sistemas de seguridad del proceso identifica cualquier evento indeseable que pudiera afectar a un componente del proceso y considera su causa, efecto y medidas de protección. Un evento indeseable es un evento adverso en un componente del proceso que presenta una amenaza para la seguridad. El exceso de presión, la fuga, el derrame de líquido, el escape de gas y la falta de presión son ejemplos de eventos indeseables. Después de analizar la causa y el efecto para cada evento indeseable el análisis identificará la protección primaria y secundaria; tipo, cantidad y ubicación de sistemas de detección de incendios eléctricos o no relacionados con el proceso, y la ubicación de los dispositivos de seguridad.

106.2.3. Los componentes básicos del proceso de las instalaciones de la plataforma serán analizados para preparar Tablas de Análisis de Seguridad (TAS). Las TAS son aplicables a un componente sin importar su posición en el flujo del proceso. Los límites de cada componente del proceso incluyen la tubería de entrada, los dispositivos de control, y la tubería de salida hacia otro componente.

106.2.4. La Lista de Control del Análisis de Seguridad (LCAS) será preparada para cada componente individual. La LCAS enlista los dispositivos de seguridad que serían necesarios para proteger cada componente del proceso, si fueran vistos como una unidad individual con las peores condiciones probables de entrada y salida.

106.2.5. Los mapas de Evaluación de la Función del Análisis de Seguridad (EFAS) serán utilizados para relacionar todos los dispositivos de censores, las Válvulas de Cierre (VC), los dispositivos de cierre, y los sistemas de soporte de emergencias a sus funciones. El mapa EFAS enlistará todos los componentes del proceso y los sistemas de soporte de emergencias con sus dispositivos de seguridad requeridos, y deberá enlistar las funciones a desarrollar por cada dispositivo.

106.2.6. El análisis de seguridad incluirá los siguientes pasos:

a) Describir los esquemas de flujo proceso por proceso (P&ID) de las instalaciones en la plataforma y establecer parámetros de operación

b) Verificar la necesidad de dispositivos básicos de seguridad para las TAS

c) Utilizar LCAS para componentes individuales para justificar la eliminación de cualquier dispositivo de seguridad cuando se analiza cada componente en relación con otros componentes del proceso

d) Integrar lógicamente todos los dispositivos de seguridad y el equipo auto-protegido en un sistema de seguridad completo de la plataforma

e) Mostrar todos los dispositivos que serán instalados en los esquemas de flujo del proceso (P&ID) para la nueva instalación de la plataforma

106.2.6.1. El paro de emergencia se podrá activar manualmente, automáticamente, o una combinación de ambos. Los activadores manuales estarán en áreas que sean accesibles durante emergencias y a un mínimo de 15 m del equipo para el cual sirven, y claramente marcada su función diseñada. Estas estaciones de activadores manuales deberán estar protegidas en contra de una activación accidental y ubicadas convenientemente en los principales puntos de evacuación tales como el amaraje de los botes, la cubierta para helicópteros, las estaciones de los botes salvavidas, y el Cuarto de Control Central. Se podrán considerar ubicaciones adicionales para estaciones de cierre de emergencia tales como las escaleras de salida en cada nivel de cubierta, las salidas principales de los dormitorios, las salidas principales de las instalaciones de la cubierta.

106.2.6.2. 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, previniendo el retorno del gas del gasoducto hacia la plataforma. La VSS deberá activarse automáticamente por el sistema de paro de emergencia.

106.3. Disposición y espaciamiento del equipo en la plataforma

106.3.1. El equipo para las instalaciones de GNL en la plataforma estará dispuesto en grupos y áreas considerando la protección contra incendios y la seguridad. Los artículos del equipo que pudieran convertirse en fuentes de combustible en caso de incendio deben ser alejados de las fuentes potenciales de ignición por medio de espacios de separación, paredes contra incendios o paredes de protección. Con un espaciamiento seguro, paredes de protección contra incendios y agrupamiento del equipo, un posible incendio de una ubicación clasificada no debe impedir la salida segura del personal desde la fuente de riesgo hacia la zona de embarque de los botes salvavidas o hacia cualquier lugar de refugio.

La disposición del equipo en la plataforma y el espaciamiento entre equipos deberá cumplir con los requisitos de la Parte 1. Adicionalmente, deberá cumplir con los requisitos siguientes:

106.3.2. Altura de la plataforma

La plataforma debe estar por lo menos 1.5 m (5 pies) arriba de la máxima elevación de la cresta de la ola y la protuberancia más baja de la superestructura de la plataforma para la cual las fuerzas de las olas no han sido incluidas en el diseño. Después de tomar en cuenta los asentamientos iniciales y esperados a largo plazo de la estructura, debido a la consolidación, la elevación de diseño de la cresta de la ola se deberá superponer al nivel del agua quieta y se debe considerar el periodo de olas, y donde puedan presentarse los maremotos. Se deberá considerar el nivel más alto del agua para la superposición de la cresta de ola de diseño. El nivel más alto de agua es el que resulta del oleaje con marea alta.

106.3.3. A menos que el fluido de transferencia de calor no sea inflamable, los vaporizadores y sus fuentes primarias de calor se deben colocar a por lo menos 15 m de cualquier otra fuente de ignición. En las instalaciones con varios vaporizadores, un vaporizador adjunto o una fuente de calor primaria no serán considerados como una fuente de ignición.

106.3.4. Los calentadores de proceso y otras unidades de equipo con flama no se considerarán una fuente de ignición con respecto a su ubicación con los vaporizadores si están equipados con un dispositivo de control que prevenga su funcionamiento mientras que un vaporizador está en funcionamiento o mientras que el vaporizador está enfriado o siendo enfriado.

106.3.5. Los vaporizadores se deben ubicar por lo menos a 30 m de los dormitorios y de los Refugios Temporales de Seguridad, y a por lo menos 15 m de lo siguiente:

a) Los cárcamos para GNL o líquidos inflamables, tubos abiertos de drenaje de GNL o conexiones de carga y descarga para la transferencia de estos líquidos.

b) Edificios de control, oficinas, talleres y otras estructuras donde entrarán las personas u otras estructuras importantes (quemador, plataformas de botes salvavidas, etc.) dentro de la planta.

106.3.5.1. Un espacio de por lo menos 1.5 m se mantendrá entre los vaporizadores.

106.3.5.2. Espaciamiento del equipo de proceso.

a) El equipo de proceso que contenga GNL, refrigerantes, y líquidos inflamables o gases inflamables se ubicará por lo menos a 15 m de las fuentes de ignición y de los cuartos de control, las oficinas, los talleres y otras estructuras con personas.

Excepción: Los cuartos de control de compresores locales pueden ubicarse dentro de un edificio con compresores inflamables que estén en conformidad con otras secciones relevantes de esta NOM.

b) El equipo con flama y otras fuentes de combustión se ubicarán por lo menos a 15 m de cualquier área para retirar o sistema de drenaje del contenedor.

c) Los edificios y las estructuras donde se manejará GNL y gases inflamables se deben construir con materiales ligeros y no combustibles, sin paredes de carga.

d) Si los cuartos que contienen GNL y líquidos inflamables están ubicados dentro de edificios o adyacentes a estructuras donde dichos fluidos no se manejan (por ejemplo cuartos de control, talleres, etc.), las paredes comunes se limitarán a no más de dos, estarán diseñadas para soportar una presión estática de por lo menos 4.8 kPa, no tendrán puertas o aberturas y tendrán un valor nominal de resistencia al fuego de por lo menos una hora.

106.4. Sistemas de proceso

El equipo de proceso instalado en la plataforma deberá cumplir con los requisitos de la Parte 1 de esta NOM.

Los sistemas de proceso que están sujetos a este estándar son las instalaciones colocadas en la plataforma de la planta para la vaporización de GNL. Dichas instalaciones de vaporización incluirán todos los sistemas y los componentes para extraer el GNL de los tanques de almacenamiento, presurizar, calentar y evaporar el GNL, odorizar el vapor de GNL como sea aplicable, compresores y la descarga a tierra de gas evaporado por medio de un sistema de descarga.

El diseño, la manufactura, la prueba, la certificación y la instalación de los componentes del proceso estarán en conformidad con los requisitos de códigos y estándares aplicables. Los componentes no especificados en los códigos y en los estándares enlistados serán considerados en conformidad con los estándares industriales aplicables y con la justificación del diseño de manufactura y con pruebas de manufactura.

Todo el equipo de proceso será diseñado y mantenido para minimizar la corrosión causada por la exposición a las condiciones marítimas.

106.5. Sistemas eléctricos

La energía eléctrica para las instalaciones costa afuera será proporcionada por sistemas de generación, distribución, y utilización eléctrica para asegurar funciones confiables utilizando funciones, dispositivos y procedimientos de seguridad específicos para plataformas costa afuera como se resume abajo.

Los sistemas eléctricos deberán cumplir con los requisitos de la Sección 12. Instrumentación y servicios eléctricos de la Parte 1 de esta NOM.

106.5.1. Equipo para sitios peligrosos (clasificados)

Se preparará un mapa de clasificación de las áreas de riesgo definiendo el área de clasificación de zonas para la plataforma conforme a prácticas internacionales reconocidas. Todos los métodos de diseño, instalación y mantenimiento eléctrico serán desarrollados de acuerdo al mapa de clasificación de áreas.

El equipo y cableado eléctricos deberán ser del tipo especificado para sitios peligrosos y deberán instalarse de acuerdo con las normas técnicas y las especificaciones aplicables en México, y en su ausencia de acuerdo con las prácticas reconocidas internacionalmente con la aprobación de la comisión.

El equipo que no pueda ser instalado en áreas peligrosas deberá estar encerrado en cajas herméticas adecuadas para dicho servicio. Alternativamente, estos equipos se pueden confinar dentro de sistemas purgados y/o presurizados en conformidad con las prácticas reconocidas internacionalmente.

106.5.2. Generación de potencia eléctrica

La generación de potencia eléctrica deberá proporcionarse para suministrar la potencia adecuada tanto en condiciones normales como en condiciones anormales y de emergencia. Los motores reciprocantes o turbinas de gas, deberán utilizarse para impulsar a los generadores de potencia normales. Los generadores con motores diesel deberán utilizarse para proporcionar potencia de emergencia y de “arranque”.

Los generadores para emergencias con motores diesel deberán estar equipados para arrancar automáticamente cuando falle la energía principal, y estarán equipados con un "tanque de día" local de diesel con capacidad para operar por lo menos 4 horas a carga total.

Los generadores de potencia eléctrica deberán ubicarse en áreas no clasificadas (no peligrosas). El equipo interior para los grupos de generadores encerrados deberá especificarse como apropiados para servicio en las áreas peligrosas.

Las tomas de aire de la combustión de los motores deberán ubicarse en sitios no clasificados, cuando sea posible, para minimizar el riesgo de ingestión de mezclas inflamables y deberán tener monitoreo de gases inflamables.

Los escapes de los motores de combustión interna deben estar en áreas no peligrosas, cuando ello no sea posible, los escapes deberán protegerse utilizando métodos alternos para no volverse una fuente de ignición.

106.5.3. Distribución eléctrica y diseño del sistema eléctrico

Todo el equipo de distribución y utilización deberá diseñarse e instalarse de acuerdo con las normas y las especificaciones técnicas aplicables en México, y en su ausencia de acuerdo con las prácticas reconocidas internacionalmente con la aprobación de la Comisión.

El dispositivo de conmutación de emergencia de bajo voltaje deberá estar suministrado por el generador de emergencia y alternativamente por el dispositivo interruptor principal de bajo voltaje. El generador de emergencia deberá estar conectado por medio de un interruptor automático de transferencia el cual aísle el dispositivo interruptor de emergencia del generador principal para prevenir una sobrecarga en el generador principal y una operación paralela fuera de fase del generador de emergencia y de otros generadores.

106.5.4. Aterrizamiento y enlazamiento eléctrico

Se deberá proporcionar aterrizamiento y enlazamiento eléctrico.

No se requerirá protección estática donde se carguen y descarguen contenedores y equipos marítimos y donde las partes de acopladores de mangueras metálicas o tuberías estén en contacto.

Si corrientes inducidas pueden estar presentes o si corrientes impresas se utilizan en los sistemas de carga y descarga (como para protección catódica), deberán tomarse las medidas de protección para prevenir una ignición.

No se requerirá protección contra rayos en los contenedores de almacenamiento.

106.6. Sistemas de instrumentación

Los sistemas de instrumentación deberán cumplir con los requisitos de la Sección 12. Instrumentación y servicios eléctricos de la Parte 1 de esta NOM.

Los sistemas de instrumentación proporcionarán los medios efectivos para monitorear y controlar presiones, temperaturas, niveles de flujo, niveles de líquidos y otras variables del proceso para una operación segura y continua de las instalaciones de la plataforma. Los sistemas de instrumentación y control para el proceso, el soporte del proceso, y los sistemas utilitarios serán adecuados y convenientes para el propósito requerido. Todos los sistemas de control y de cierre de seguridad serán diseñados para una operación segura del equipo de la plataforma durante el arranque, el cierre y durante las condiciones normales de operación.

El rango y el diseño de los sistemas de instrumentación estarán sujetos a y en conformidad con la sección 6.2 Análisis de los Sistemas de Seguridad del Proceso (mapas EFAS) de este estándar.

106.7. Sistemas utilitarios

El diseño e instalación de los sistemas utilitarios de soporte para los sistemas de proceso estarán en conformidad con esta NOM para asegurar una operación correcta y segura.

Los sistemas utilitarios incluyen conforme sea aplicable, pero sin limitación, lo siguiente:

a) Calderas y recipientes de presión

b) Turbinas y mecanismos

c) Motores de combustión interna

d) Bombas y tuberías (por ejemplo aceite para combustible, aceite lubricante, agua fresca, gas inerte, etc.).

e) Instrumentos y aire utilitario

f) Combustible y gas para instrumentos

g) Uso del gas producido como combustible

h) Purgas

i) Gas inerte

j) Nitrógeno

k) Diesel y combustóleo

l) Hidráulico

m) Aceite lubricante

n) Inyección química

o) Calentamiento y enfriamiento

106.8. Sistemas de venteo y quemador

106.8.1. Un sistema común de venteo y quemador se instalará para recolectar el gas liberado por todos los dispositivos de relevo de presión y otros procesos de venteo de gases, con descarga a un área segura. Dicho sistema puede incluir venteo y quemadores independientes de alta y baja presión.

106.8.2. El nivel máximo de flujo de venteo y quemador se determinará considerando lo siguiente:

a) Descarga de un transportador de GNL sin retorno de gas

b) Uno o todos los compresores de recuperación de boil off parados

c) La bomba sumergida trabajando en el modo de reciclado total

d) Purgado de presión de los sistemas de proceso en un evento de emergencia

106.8.3. El venteo y el quemador serán adecuados al máximo flujo de gas posible por ejemplo niveles de flujo accidentales o de emergencia.

106.8.4. Las válvulas de relevo de los tanques y vaporizadores deberán conectarse al sistema de venteo
y quemador.

106.8.5. La distribución de la antorcha se escogerá considerando el viento/rosa de los vientos predominantes para minimizar los riegos de la plataforma y del Transportador de GNL, y para mantener niveles aceptables de los flujos de radiación térmica.

106.8.6. La ubicación del quemador se escogerá considerando la dirección de los vientos predominantes para minimizar el riesgo de que una nube de gas inflamable alcance una fuente de ignición.

106.9. Espacios de alojamiento y dormitorios

Los espacios de alojamiento y dormitorios estarán ubicados fuera de las áreas de riesgo y no podrán ubicarse encima o debajo de los tanques de almacenamiento de GNL o de las áreas de proceso. Se requieren índices de “H-60” para las mamparas de los dormitorios permanentes, de los dormitorios temporales y de los módulos habitados normalmente que están frente de áreas tales como los tanques de almacenamiento de aceite y GNL, recipientes con flama (calentadores), o los recipientes del proceso, y otros riesgos similares.
Si dicha mampara está más allá de 33 metros de esta fuente, esto puede relajarse a un índice “H-0”. Los mamparas clasificación “A-60” y “A”, pueden ser utilizadas respectivamente en el entendido que un análisis de riesgo o de carga incendiaria fue realizado y aprobado por una autoridad competente para este estándar indicando que estas mamparas son adecuadas.

107. Gasoductos submarinos

107.1. Introducción

Esta sección proporciona criterios y una guía para el diseño, materiales, fabricación, instalación, pruebas, puesta en operación, mantenimiento y el cierre definitivo de gasoductos relacionados con instalaciones de gas GNL costa afuera.

El sistema de gasoducto deberá cumplir por lo menos con la Norma ISO 13623: Industrias del Petróleo y del Gas Natural. Sistemas de transportación por tubería, la cual especifica los requerimientos

funcionales de gasoductos y tubería ascendiente costa afuera. Esta Norma se basa en un acercamiento de diseño de estado límite y una metodología por clases de seguridad.

107.1.1. Objetivos

Esta sección tiene como objetivo:

a) Proporcionar una norma aceptable de seguridad para gasoductos submarinos.

b) Servir de guía para los diseñadores y dueños/operadores de instalación de GNL.

107.1.2. Definiciones

Para el gasoducto se usan las siguientes definiciones:

107.1.2.1 Análisis as-built: Análisis del gasoducto instalado y terminado para verificar que la obra completa cumpla con los requerimientos especificados.

107.1.2.2 Clase de seguridad: Concepto adoptado para clasificar el sistema de gasoducto con respecto a las consecuencias de una falla.

107.1.2.3 Clase de ubicación: Un área geográfica del sistema de tubería clasificado según la actividad humana.

107.1.2.4 Componentes del gasoducto: Cualesquier piezas que forman una parte integral del gasoducto, como bridas, uniones en T, reductores y válvulas.

107.1.2.5 Deformación local: Deformación sobre una longitud corta del gasoducto causando cambios drásticos en la sección transversal.

107.1.2.6 Diseño: Toda la ingeniería relacionada para diseñar el gasoducto incluyendo la estructura, el material y la corrosión.

107.1.2.7 Efecto de carga: 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.

107.1.2.8 Espesor nominal de la pared de la tubería. El espesor de la pared de la tubería no oxidada el cual equivale al espesor mínimo de la pared de la tubería más la tolerancia por fabricación.

107.1.2.9 Estado límite: Un estado por debajo del cual la estructura ya no satisface los requerimientos. Las siguientes categorías de estados límite son relevantes para sistemas de gasoducto:

SLS = Estado límite de servicio
ULS = Estado límite final
FLS = Estado límite de fatiga
ALS = Estado límite accidental

107.1.2.10 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.

107.1.2.11 Factor de efecto de condición de carga: Un factor de efecto de carga incluido en el cálculo de deformaciones debido a condiciones específicas de carga.

107.1.2.12 Factor de resistencia del material: Factor para determinar la resistencia característica del material el cual refleja la confianza en el límite de elasticidad.

107.1.2.13 Factor de seguridad parcial: Un factor por el cual el valor característico de una variable se modifica para proporcionar el valor de diseño (por ejemplo el efecto de carga, la condición del efecto de carga, la resistencia del material o el factor de resistencia de la clase de seguridad).

107.1.2.14 Fatiga: Carga cíclica que causa una degradación del material.

107.1.2.15 Gasoducto: Un gasoducto se define como parte de un sistema de tubería que se encuentra por debajo de la superficie del agua durante la marea máxima, excepto la tubería ascendente. El gasoducto puede apoyarse por completo o en partes sobre el fondo del mar o estar enterrado.

107.1.2.16 Ovalado: La desviación del perímetro de un círculo. Este tiene la forma de un corte transversal elíptico.

107.1.2.17 Presión de diseño: La presión interna máxima durante la operación normal, referida a una altura de referencia especificada, para la cual se deberá diseñar el gasoducto o una sección del mismo.

107.1.2.18 Presión de implosión: Resistencia contra la presión positiva externa.

107.1.2.19 Presión de operación máxima permisible (MAOP): La presión máxima a la cual el sistema de gasoducto deberá ser capaz de operar durante una operación normal. La presión de operación

máxima permisible se define como la presión de diseño menos la tolerancia positiva del sistema de regulación
de presión.

107.1.2.20 Presión de propagación: La presión más baja requerida para que una deformación continúe propagándose.

107.1.2.21 Presión de prueba hidrostática: La presión interna que se aplica a un gasoducto o sección del mismo durante las pruebas de hermetismo del sistema después de terminar los trabajos de instalación.

107.1.2.22 Presión incidental máxima permisible (MAIP): La presión máxima a la cual el sistema de gasoducto deberá ser capaz de operar durante una operación incidental. La presión incidental máxima permisible se define como la presión incidental máxima menos la tolerancia positiva del sistema de seguridad de presión.

107.1.2.23 Presión incidental: La presión interna máxima que el gasoducto o sección del mismo puede resistir, según diseño, durante cualquier situación incidental de operación, referida a la misma altitud de referencia que la presión de diseño.

107.1.2.24 Prueba de presión de fábrica. La prueba de resistencia hidrostática efectuada en la fábrica.

107.1.2.25 Prueba hidrostática:Vea prueba de presión de fábrica.

107.1.2.26 Puesta en operación: 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.

107.1.2.27 Requerimientos suplementarios: Requerimientos referentes a las propiedades del material de gasoductos, adicionales a los requerimientos básicos y que son válidos para tubos que se usan en aplicaciones específicas.

107.1.2.28 Resistencia a la tracción mínima especificada (SMTS): La resistencia mínima a la tracción prescrita en la especificación o la norma bajo la cual se adquiere el material.

107.1.2.29 Resistencia: La capacidad de una estructura o parte de la misma de resistir a efectos de carga.

107.1.2.30 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.

107.1.2.31 Sistema de gasoducto: Un sistema interconectado de gasoductos submarinos, sus tubos ascendientes, soportes, válvulas de aislamiento, todos los componentes integrales de la tubería, sistemas de seguridad asociados y el sistema de protección contra la corrosión. Los límites del sistema de gasoducto deberán indicarse claramente.

107.1.2.32 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 flujo arriba.

107.1.2.33 Sistema de seguridad de presión: El sistema que asegura que no se exceda la presión incidental permisible, independiente del sistema de regulación de presión.

107.1.2.34 Soporte/abrazadera de tubo ascendiente: Una estructura independiente para mantener el tubo ascendiente en su lugar.

107.1.2.35 Temperatura máxima de diseño: La temperatura más alta posible a la que el equipo o el sistema será expuesto durante la instalación u operación.

107.1.2.36 Temperatura máxima 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.

107.1.2.37 Tensión de fluencia (YS): La tensión de fluencia medida.

107.1.2.38 Tensión de fluencia mínima especificada (SMYS): La tensión mínima a la fluencia prescrita en la especificación o la norma bajo la cual se adquiere el material.

107.1.2.39 Tolerancia por corrosión: Espesor de pared adicional agregado en el diseño para compensar cualquier reducción en el espesor por corrosión.

107.1.2.40 Tubo ascendiente: La tubería de conexión o tubo flexible entre un gasoducto submarino en el fondo del mar y las instalaciones por arriba del agua.

107.1.2.41 Tubo sin costura (SML): Tubo fabricado por medio de un proceso de formación en caliente que resulta en un producto libre de costuras. Después de la formación en caliente puede seguir el dimensionar o acabado en frío para obtener las dimensiones requeridas.

107.1.2.42 Tubo soldado longitudinal por arco sumergido (SAWL):Tubo fabricado por formación a partir de una banda laminada o placa y que lleva una costura longitudinal (SAWL) formada por el proceso de arco sumergido.

107.1.2.43 Vida útil de diseño: El periodo planeado originalmente desde la instalación o uso inicial hasta el cierre permanente del equipo o sistema.

107.1.2.44 Zona atmosférica: La parte del gasoducto arriba de la zona de rociada.

107.1.2.45 Zona de rociada: Superficies externas de una estructura o gasoducto que se encuentran periódicamente dentro y afuera del agua bajo la influencia del oleaje y las mareas.

107.1.3. Abreviaciones

Para el gasoducto se usaron las siguientes abreviaciones:

ALS	Estado límite accidental
ASD	Diseño de tensión permisible
C-Mn	Manganese al carbón
ESD	Paro de emergencia
FLS	Estado límite de fatiga
HAT	Marea astronómica más alta
HAZOP	Estudio de riesgo y operabilidad
LAT	Marea astronómica más baja
LRFD	Diseño por factor de carga y resistencia
MAIP	Presión incidental máxima permisible
MAOP	Presión de operación máxima permisible
MIP	Presión incidental máxima
NDT	Prueba no destructiva
QA	Aseguramiento de calidad
ROV	Vehículo operado por control remoto
SAWL	Soldaduras longitudinales por arco sumergido
SLS	Estado límite de servicio
SML	Tubo sin costura
SMYS	Resistencia a la fluencia mínima especificada
UOE	Proceso de fabricación de tubería soldada expandida
UTS	Estado límite final

107.2. Filosofía de diseño

La integridad del sistema de gasoductos se asegura por medio de una filosofía de seguridad.

107.2.1. Objetivo de seguridad

107.2.1.1. Se deberá establecer, planear e implementar un objetivo general de seguridad que cubra todas las fases desde el desarrollo conceptual del sistema de gasoductos hasta su cierre definitivo.

107.2.1.2. Cualquier trabajo relacionado con el diseño, la construcción y operación de sistemas de gasoductos deberá 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 medio ambiente.

107.2.1.3. Se deberá prestar especial atención a las secciones 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 en paralelo a ductos existentes y cruces de ductos.

107.2.2. Metodología por clase de seguridad

La seguridad estructural del sistema de gasoducto se deberá asegurar por medio de una metodología por clase de seguridad. El sistema de gasoducto deberá dividirse en una o varias clases de seguridad basándose en las consecuencias de falla que se definen por lo general por el contendido y la ubicación. Para cada clase de seguridad se deberá asignar a cada estado límite un conjunto de factores de seguridad parciales.

107.2.3. Aseguramiento de calidad (QA)

El formato de seguridad dentro de la presente Norma requiere que los errores graves (errores humanos) se controlen por medio de requisitos organizacionales del trabajo, competencia de las personas que ejecutan el trabajo, verificación del diseño, y aseguramiento de calidad durante todas las fases relevantes.

107.2.4. Formato de diseño

107.2.4.1. Generalidades

El formato de diseño dentro de la presente Norma se basa en una metodología por estado límite y por factor parcial de seguridad, llamado también Formato de diseño por factor de carga y resistencia (LRFD).

107.2.4.2. Categorización de fluidos

Los fluidos que se transportarán a través del sistema de gasoducto se deberán categorizar de acuerdo a su potencial de peligrosidad como lo indica la Tabla 107-1.

Tabla 107-1 Clasificación de fluidos

Categoría	Descripción
A	Fluidos típicos no inflamables a base de agua.
B	Sustancias inflamables y/o tóxicas que son líquidas bajo condiciones de temperatura ambiente y presión atmosférica. Ejemplos típicos son los productos de petróleo. El Metanol es un ejemplo de un fluido inflamable y tóxico.
C	Sustancias no inflamables que son gases no tóxicos bajo condiciones de temperatura ambiente y presión atmosférica. Ejemplos típicos son el nitrógeno, dióxido al carbono, argón y aire.
D	Gas natural no tóxico de una sola fase.
E	Fluidos inflamables y/o tóxicos que son gases bajo condiciones de temperatura ambiente y presión atmosférica y que se transportan en estado gaseoso o líquido. Ejemplos típicos son el hidrógeno, gas natural (no cubierto bajo la categoría D), etano, etileno, gas líquido de petróleo (tal como propano o butano), amonio líquido de gas natural y cloro.

Por lo tanto, el GNL corresponde a un fluido de clase E.

107.2.4.3. Clases de ubicación:

El sistema de gasoducto deberá dividirse en clases de ubicación como las define la Tabla 107-2.

Tabla 107-2 Clasificación de ubicación

Ubicación	Definición
1	El área donde no se anticipa actividad humana frecuente a lo largo de la ruta del gasoducto.
2	La parte del gasoducto/tubo ascendiente en áreas cerca de plataformas o en áreas con actividad humana frecuente. El alcance de la clase de ubicación 2 se deberá basar en análisis de riesgo apropiados. Si no se efectúan estos análisis se deberá usar una distancia mínima de 500 m.

107.2.4.4. Clases de seguridad:

El diseño del sistema de gasoducto se deberá basar en las consecuencias de una falla potencial. La clase de seguridad puede variar según la fase y ubicación. Las clases de seguridad se definen en la Tabla 107-3.

Tabla 107-3 Clasificación de clases de seguridad

Clase de seguridad	Definición
Baja	Donde la falla representa un bajo riesgo de heridas humanas y consecuencias ambientales y económicas. Es la clasificación común para la fase de construcción.
Normal	Para condiciones temporales donde una falle implica un riesgo de heridas humanas, contaminación significante del medio ambiente o consecuencias económicas o políticas muy graves. Es la clasificación común para operaciones fuera del área de plataformas.
Alta	Para condiciones operacionales donde una falle implica un alto riesgo de heridas humanas, contaminación significante del medio ambiente o consecuencias económicas o políticas muy graves. Es la clasificación común durante la operación en la clase de ubicación 2.

Para el uso normal, las clases de seguridad de la Tabla 107-4 aplican para el GNL.

Tabla 107-4 Clasificación normal de clases de seguridad para el GNL

Fase	Categoría de fluido E	
	Clase de ubicación:	
	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. Para la clasificación de seguridad de fases temporales después de la puesta en operación, se deberá poner especial atención a las consecuencias de una falla.

107.3. Premisas de diseño

107.3.1. Generalidades

En esta sección se identifican los puntos clave para el diseño, la construcción y operación de sistemas de gasoductos.

107.3.2. Desarrollo conceptual

Se establecen los datos y las descripciones del concepto de desarrollo del campo y arreglo general del sistema de gasoducto.

107.3.3. Datos del sistema de gasoducto

Los datos y descripciones deben incluir lo siguiente, según aplica:

a) Objetivo de seguridad

b) Ubicación, condiciones de entrada y salida

c) Descripción del sistema de gasoducto con el arreglo general y límites de suministro.

d) Requerimientos funcionales incluyendo las restricciones de desarrollo de campo, por ejemplo las barreras de seguridad y válvulas submarinas

e) Instalación, inspección, reparación y reemplazo de elementos del sistema de gasoducto, por ejemplo válvulas, accionamientos y accesorios

f) Planos y programas del proyecto

g) Vida útil de diseño

h) Datos del producto que se transportará durante la vida útil de diseño del sistema de gasoducto.

i) Capacidad de transporte y dimensiones del gasoducto

j) Datos de diseño del sistema de gasoducto

k) Filosofías y datos de operación del sistema de gasoducto

l) Actividades de socios y terceros

m) Filosofía de cierre definitivo

107.3.4. Integridad del sistema

Los sistemas de gasoductos deberán 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 requerida contra cargas durante las condiciones operacionales planeadas, y

c) Que tengan un margen de seguridad suficiente contra cargas accidentales o condiciones operacionales no planeadas.

107.3.5. Monitoreo/inspección durante la operación

107.3.5.1. Los parámetros que pudieran violar la integridad de un sistema de gasoducto deberán monitorearse y evaluarse con una frecuencia que permita tomar acciones de remedio antes de que se dañe
el sistema.

107.3.5.2. Será necesario proveer el sistema de gasoducto con instrumentación cuando la inspección visual o mediciones sencillas no se consideran prácticas o confiables, y cuando los métodos de diseño disponibles y las experiencias previas no son suficientes para una predicción confiable del desempeño del sistema.

107.3.5.3. La presión en un sistema de gasoducto no deberá exceder la presión de diseño durante la operación normal continua.

107.3.6. Control de presión

107.3.6.1. Podrá ser necesario usar un sistema de control de presión para prevenir que la presión interna en cualquier punto del sistema de gasoducto suba a un nivel excesivo.

107.3.6.2. Se deberá poner la debida atención a las tolerancias del sistema de regulación de presión y a la instrumentación asociada.

107.3.6.3. No es necesario disponer de un sistema de seguridad de presión si la fuente de presión del gasoducto no puede producir una presión que exceda la presión incidental máxima.

107.3.7. Condición externa e interna de la tubería

107.3.7.1. Condiciones externas para el control de la corrosión externa, se deberán considerar las siguientes condiciones relacionadas con el ambiente:

a) Condiciones de exposición, por ejemplo vertido de rocas, etc., y

b) Resistividad al agua de mar y a los sedimentos

c) Perfil de temperatura a lo largo del gasoducto y a través de la pared del tubo

d) Procedimientos de fabricación y montaje del gasoducto

e) Requerimientos de protección mecánica, peso sumergido e aislamiento térmico durante la operación

f) Vida útil de diseño

107.3.7.2. Condiciones internas de operación para evaluar la necesidad de un control interno de corrosión, incluyendo un margen de corrosión, se deberán considerar las siguientes condiciones:

a) Perfil de temperatura y presión a lo largo del gasoducto durante la vida útil de diseño

b) Velocidad y régimen de flujo

c) Composición del fluido con énfasis en los componentes potencialmente corrosivos

d) Dosificación de químicos y previsiones para una limpieza periódica

e) Previsión para la inspección de daños por corrosión

107.4. Ruta del gasoducto

107.4.1. Consideraciones acerca de la ruta: la ruta del gasoducto deberá seleccionarse con la debida consideración de la seguridad del público y personal, protección del medio ambiente, y la probabilidad de daños a la tubería u otras instalaciones. Por lo menos se deberán considerar los siguientes factores:

a) Tráfico de barcos

b) Actividad pesquera

c) Instalaciones mar afuera

d) Ductos y cables existentes

e) Anticipación de operaciones y desarrollos marinos futuros

f) Protección contra objetos caídos

g) Lecho marino inestable

h) Hundimiento

i) Lecho marino irregular

j) Flujos turbios

k) Actividad sísmica

l) Obstrucciones

m) Areas de vertido de desechos, munición, etc.

n) Actividades de minería

o) Areas de ejercicios militares

p) Sitios arqueológicos

q) Exposición a daño ambiental

107.4.2. Estudio de la ruta

107.4.2.1. Se deberá llevar a cabo un estudio geofísico a lo largo de la ruta planeada del gasoducto con un pasillo lo suficiente ancho para proporcionar suficientes datos para el diseño y la instalación dentro de este pasillo.

107.4.2.2. Los resultados del estudio se deberán presentar sobre mapas precisos de ruta, mostrando la ubicación del gasoducto y de las instalaciones correspondientes junto con las propiedades y anomalías del lecho marino.

107.4.2.3. El estudio de ruta deberá cubrir todas las características topográficas que pueden influenciar la estabilidad, protección a largo plazo e instalación del gasoducto.

107.4.2.4. Las propiedades geotécnicas necesarias para evaluar los efectos de las condiciones relevantes de carga se deberán determinar para los depósitos del lecho marino, incluyendo los depósitos inestables posibles en la vecindad del gasoducto tal como bolsas de gas cerca de la superficie.

107.4.2.5. Los parámetros de suelo más importantes para el gasoducto deberán determinarse de preferencia de pruebas de laboratorio adecuadas o de interpretaciones de pruebas *in situ*.

107.4.2.6. Donde el material del lecho marino esté sujeto a erosión, puede ser necesario llevar a cabo estudios especiales de las condiciones de corriente y oleaje cerca del suelo, incluyendo efectos de capas de límite, para calcular la estabilidad del gasoducto cerca del suelo y la distancia entre soportes del tubo. Puede ser necesario llevar a cabo estudios especiales de ruta en arribadas y acercamientos a la costa para determinar el impacto del gasoducto sobre la arribada o costa.

107.4.3. Diseño de la ruta

Se deberá llevar a cabo un diseño de ruta detallado tomando en cuenta los puntos enlistados en la sección 107.4.1 y poniendo especial atención a las áreas donde se acerca el gasoducto a la plataforma y a arribadas. Los detalles del diseño de ruta deberán presentarse en dibujos de escala apropiada (de preferencia escala 1:5000 pero se acepta 1:10000).

107.5. Cargas

Esta sección identifica las cargas que se deben considerar para el diseño del sistema de gasoducto.

Las cargas se clasifican como sigue:

a) Cargas funcionales

b) Cargas ambientales

c) Cargas de construcción, y

e) Cargas accidentales

107.5.1. Cargas funcionales

Se deberán considerar los efectos de las siguientes cargas funcionales:

a) Peso

b) Presión hidrostática externa

c) Temperatura del contenido

d) Reacciones de componentes (bridas, abrazaderas, etc.)

e) Cubierta (por ejemplo suelo, roca, colchones)

f) Presión interna durante la operación normal

g) Reacción del lecho marino (fricción y rigidez rotacional)

h) Pretensado

i) Deformación permanente de la estructura de soporte

j) Deformación permanente por el desplazamiento del suelo tanto en dirección vertical como horizontal

107.5.2. Ambiental

107.5.2.1. Las cargas inducidas por el oleaje y corrientes que actúan sobre un gasoducto sumergido se deberán calcular de acuerdo con métodos reconocidos. Se pueden usar los datos de pruebas de modelo o de prácticas reconocidas de la industria para determinar los coeficientes hidrodinámicos relevantes.

107.5.2.2. Las cargas de viento, la posibilidad de vibraciones inducidas por el viento y la inestabilidad de componentes expuestos del sistema de gasoducto (por ejemplo tubos ascendientes) deberán sólo considerarse si son significantes. Donde existe la posibilidad que se desarrolle hielo o que éste se desplace produciendo cargas sobre el sistema de gasoductos, estas cargas se deberán también considerar en el diseño.

107.5.2.3. El periodo de retorno de cargas ambientales es como se describe en la sección 102 de esta Norma.

107.5.3. Cargas de construcción

Cargas que se producen por la construcción del sistema de gasoducto, incluyendo la instalación, prueba
a presión, puesta en operación, mantenimiento y reparación, deberán dividirse en cargas funcionales y ambientales.

107.5.4. Cargas accidentales

Cargas que se imponen sobre un sistema de gasoducto bajo condiciones anormales y no planeadas deberán clasificarse como cargas accidentales. Cargas accidentales típicas son:

a) Impacto de un barco o de otros objetos flotantes (colisión, tocar suelo, inundación)

b) Objetos lanzados

c) Lodo resbaladizo

d) Explosión

e) Fundente de fuego y calor

f) Falla operacional

g) Anclas de arrastre

107.5.5. Otras cargas

El requerimiento de diseño de gasoductos referente a equipo de pesca y cargas de arrastre deberá determinarse basándose en estudios de frecuencia de arrastre y en una evaluación del daño potencial que puede causar el arrastre, para asegurar que no se ponga en peligro la integridad del gasoducto.

107.5.6. Temblor

Los efectos de cargas impuestas por temblores, de manera directa o indirecta, deberán clasificarse en cargas accidentales o ambientales según la probabilidad de que ocurra un temblor. El periodo de retorno de cargas por temblor es como se describe en la sección 102 de esta Norma.

107.5.7. Combinaciones de carga:

Las diferentes cargas se deberán combinar para obtener el caso más severo de carga que se puede producir durante una fase en particular, por ejemplo, durante la instalación, operación, prueba, etc.

107.6. Diseño del material

107.6.1. Selección del material

Los materiales para los sistemas de gasoducto deberán seleccionarse de acuerdo al fluido que se va a transportar, la temperatura del mismo y los posibles modos de falla durante la instalación y operación. La selección de materiales deberá asegurar una compatibilidad entre todos los componentes del sistema de gasoducto. Se deberán considerar las siguientes características del material.

a) Propiedades mecánicas

b) Dureza

c) Resistencia a fracturas

d) Resistencia a la fatiga

e) Facilidad de soldar, y

f) Resistencia a la corrosión:

La selección del material deberá incluir la selección de niveles de NDT apropiados para gasoductos. Los niveles de NDT y el control dimensional afectan los factores de resistencia del material que se necesitan para el diseño. Los niveles de NDT se definen en códigos reconocidos de diseño de gasoductos que siguen la metodología de clase de seguridad.

107.6.2. Propiedades características de materiales-SMYS & UTS

107.6.2.1. Las propiedades características de materiales (SMYS & UTS) se deberán usar para los cálculos de resistencia. La resistencia de fluencia y de tracción se deberá basar en la curva de ingeniería de esfuerzo y deformación.

107.6.2.2. La metodología de clase de seguridad en esta Norma requiere que los materiales del sistema de gasoducto cumplan con los requerimientos básicos de un sistema de calidad estricto y de NDT tal como se describen en los códigos reconocidos de diseño que siguen la metodología de clase de seguridad.

107.6.2.3. Donde se especifican requerimientos de prueba suplementarios a los básicos para asegurar una mayor confianza en la resistencia de fluencia del material, se permite una utilización mayor.

107.6.2.4. Se deberán considerar los efectos posibles de temperatura sobre las propiedades de acero manganésico al carbón para sistemas que operan a temperaturas arriba de 50°C.

107.6.2.5. La metodología de clase de seguridad toma en cuenta los procesos de fabricación de tubería que introducen deformaciones en frío que proporcionan diferentes resistencias a la tensión y compresión al aplicar un factor de fabricación en el diseño.

107.6.2.6. La resistencia de material y los factores de fabricación se definen en los códigos internacionales relevantes.

107.6.3. Tolerancia por corrosión

107.6.3.1. Para gasoductos hechos de acero manganésico al carbón que transportan fluidos potencialmente corrosivos y/o que están expuestos a un ambiente externo corrosivo sin protección catódica, se deberá considerar el uso de un espesor adicional de la pared para compensar cualquier degradación por corrosión durante el servicio (tolerancia por corrosión).

107.6.3.2. Los gasoductos de la clase de seguridad normal y alta, hechos de acero manganésico al carbón y que transportan hidrocarburos que probablemente contengan agua líquida deberán tener una

tolerancia interna a la corrosión de por lo menos 3 mm y se deberá demostrar que el diseño y/o los procedimientos de control de la corrosión limiten o excluyan cualquier daño crítico al sistema de gasoducto por corrosión.

107.7. Diseño mecánico

107.7.1. Metodología por clase de seguridad

La metodología por clase de seguridad, la cual forma la base de esta Norma, utiliza cálculos de carga y resistencia para el diseño de sistemas de gasoductos. La metodología se describe en detalle en los códigos internacionales de diseño aplicables para sistemas de gasoductos submarinos.

107.7.2.1. Cálculo del efecto de carga

107.7.2.2. El análisis de diseño se deberá basar en principios aceptados de la estadística, dinámica, resistencia de material y mecánica de suelo.

107.7.2.3. Se podrán usar métodos simplificados, análisis detallados teóricos o de computación para calcular los efectos de carga, siempre que sean conservadores. Sólo los métodos reconocidos de análisis por computadora no necesitan validarse. Se podrán usar pruebas en modelos en combinación con, o en lugar de, cálculos teoréticos. En los casos en los que los métodos teóricos no son los adecuados, será necesario efectuar pruebas en modelo o a plena escala.

107.7.2.4. Se deberán considerar todas las cargas y desplazamientos forzados que puedan afectar la integridad del gasoducto.

107.7.2.5. Se deberán llevar a cabo cálculos de efecto de carga al aplicar valores nominales de sección transversal.

107.7.2.6. En el diseño no se deberán considerar posibles efectos de reforzamiento beneficiosos en la tubería que resulten por el recubrimiento de la misma.

107.7.3. Estados límite

Todos los modos de falla relevantes, formulados por medio de estados límite, se deberán considerar en el diseño. Los estados límite se deberán clasificar en una de las siguientes cuatro categorías:

a) Estado límite de servicio (SLS): una condición de carga la cual al excederse hace el gasoducto inservible para operaciones normales.

b) Estado límite final (ULS): una condición de carga la cual al excederse pone en peligro la integridad del gasoducto.

c) Estado límite de fatiga (FLS): una condición ULS que constituye efectos de carga cíclica acumulados.

d) Estado límite accidental (ALS): una ULS producido por cargas accidentales.

Como mínimo, los tubos ascendentes y gasoductos se deberán diseñar para los siguientes modos o fallas potenciales:

107.7.3.1. Estado límite de servicio

a) Estado límite de ovalización/trinquete

b) Estado límite de deformación plástica, y

c) Daño debido a un recubrimiento pesado o falta del mismo

107.7.3.2. Estado límite final

a) Estado límite de reventar

b) Estado límite de ovalización/deformación plástica acumulada (ratcheting) (si produce una falla total)

c) Estado límite de deformación local (estado límite de deformación de la pared del tubo)

d) Estado límite global de deformación (por lo general para condiciones controladas por carga)

e) Estado límite de fractura inestable y de colapso plástico, e

f) Impacto

107.7.3.3. Estado límite de fatiga

Fatiga por carga cíclica causada por cargas ambientales u operacionales.

107.7.3.4. Estado límite accidental

Se deberán satisfacer todos los estados límite para todas las combinaciones de carga especificados durante todas las fases relevantes.

Se considerará satisfactorio el nivel de seguridad cuando el efecto de carga de diseño no exceda la resistencia de diseño.

107.7.4. Factores de efecto de carga y resistencia

El formato de estado límite utiliza los siguientes factores para el diseño:

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.

Estos factores se proporcionan en los códigos relevantes de diseño.

107.7.5. Diseño del espesor de la pared del gasoducto

107.7.5.1. El espesor de la pared se deberá seleccionar de tal manera que la contención de presión satisfaga el criterio que la presión neta incidental sea menor que la de resistencia de diseño.

107.7.5.2. La resistencia de contención de presión deberá ser el mínimo del estado límite de fluencia y estado límite de reventar del tubo. La resistencia de diseño del tubo depende del factor de resistencia del material y del factor de resistencia por clase de seguridad.

107.7.6. Deformación local

La deformación local (deformación de la pared del tubo) implica una deformación grave de la sección transversal. Se deberán satisfacer los siguientes criterios:

a) Implosión del sistema (sólo presión externa)

b) Criterio de carga combinada, o en otras palabras, la interacción entre la presión externa e interna, fuerza axial y momento de flexión

c) Deformación que se propaga

Una deformación plástica amplia acumulada puede agravar la deformación local y debe considerarse.

107.7.6.1. Criterio de implosión del sistema

La resistencia característica para presión externa (p_c) (implosión) se deberá calcular considerando lo óvalo del tubo. La presión externa en cualquier punto a lo largo del gasoducto deberá ser menor que la resistencia de diseño a la implosión del tubo.

107.7.6.2. Criterio de carga combinada

Los miembros del sistema de gasoducto sujetos a un momento de flexión, fuerza axial efectiva y presión excesiva interna y externa, deberán diseñarse para soportar los efectos de carga combinada utilizando la metodología de los códigos relevantes de diseño.

107.7.6.3. Deformación que se propaga

Una deformación que se propaga es una deformación que se transmite a lo largo del gasoducto a la velocidad del sonido en el agua. Sólo puede iniciarse cuando ocurra una deformación local. En caso que la presión externa exceda la presión de deformación que se propaga, se deberán diseñar detenedores de deformación y definir la distancia entre ellos según las consecuencias de falla. La presión de deformación que se propaga, el requerimiento de detenedores de deformación y la distancia entre éstos deberán determinarse por medio de un método reconocido.

107.7.7. Deformación global

107.7.7.1. La deformación global implica la deformación del tubo como si fuera una barra que se comprime. Es posible que el gasoducto se deforme de manera global hacia abajo (en un tramo libre), en dirección horizontal (arrastrándose sobre el lecho marino) o en dirección vertical (levantamiento en un tramo libre).

107.7.7.2. Se deberá considerar el efecto de presiones internas y externas usando el concepto de una fuerza axial real.

107.7.7.3. Se deberán también considerar los siguientes iniciadores de deformaciones globales, si aplica:

a) Impacto, cruce y enganche de una placa de arrastre, y

b) Falta de alineación

107.7.8. Fatiga

107.7.8.1. Los sistemas de gasoducto deberán tener suficiente seguridad contra fallas por fatiga dentro de la vida útil del sistema.

107.7.8.2. Todas las fluctuaciones de esfuerzos impuestos sobre el sistema de gasoducto durante toda la vida útil de diseño, incluyendo la fase de construcción, que sean de una magnitud y de un número de ciclos suficientemente grande para producir efectos de fatiga, deberán considerarse al determinar la distribución de las amplitudes de esfuerzos a largo plazo. La verificación de la fatiga deberá incluir la fatiga de ciclo bajo y de ciclo alto.

107.7.8.3. Se deberá prestar especial atención al análisis de la fatiga en los detalles de construcción en los que se puedan concentrar los esfuerzos y a la posibilidad de que se produzca una fatiga por bajo ciclo y alta deformación.

107.7.8.4. En el caso general en el que ocurran fluctuaciones de esfuerzos con una amplitud variable de manera aleatoria, se podrá usar la hipótesis de daño linear (regla del minero). Se deberá usar una curva S-N apropiada aplicable al material, fabricación y detalles de construcción del tubo, así como al estado de esfuerzos.

107.7.9. Ovalado

Los tubos ascendientes y los gasoductos no deberán estar sujetos a un ovalado excesivo y este deberá documentarse. El aplastamiento por flexión, junto con la tolerancia de redondez por la fabricación del tubo, no deberán exceder 3%.

107.7.10. Deformación plástica acumulada (Ratcheting)

Se deberá considerar la deformación plástica acumulada producida por cargas cíclicas. Si el ratcheting causa un ovalado acumulado, se deberá poner especial atención al efecto de la resistencia a la deformación.

107.7.11. Fractura

107.7.11.1. Los sistemas de gasoductos deberán tener una resistencia adecuada contra el inicio de una fractura inestable. Eso se deberá lograr al seleccionar los materiales con una temperatura de transición del comportamiento frágil al dúctil suficientemente por debajo de la temperatura de diseño mínima y con una alta resistencia al crecimiento estable de grietas.

107.7.11.2. Sistemas de gasoducto que transportan gas o una mezcla de gas y líquidos a alta presión deberán tener una resistencia adecuada a la propagación de fracturas. Para los requerimientos detallados se hace referencia al código relevante.

107.7.12. Estado límite accidental

El diseño contra cargas accidentales podrá llevarse a cabo con un cálculo directo de los efectos impuestos por las cargas sobre la estructura, o de manera indirecta al diseñar la estructura con tolerancia a accidentes.

107.7.13. Otras consideraciones

107.7.13.1. Interacción entre el tubo y el suelo

En el caso de estados límite influenciados por la interacción entre el gasoducto y el suelo, se deberá determinar tal interacción considerando todos los parámetros relevantes y las incertidumbres relacionados con los mismos.

Las características principales del suelo que dominan la interacción son la resistencia al corte y las propiedades de deformación. Se deberán tomar en consideración las características no lineares de esfuerzo y deformación del suelo.

Se deberán considerar todos los efectos relevantes de las características de carga, incluyendo cualesquier efectos históricos 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 deberán considerar los efectos cíclicos de carga.

107.7.13.2. Tubos ascendientes de puente o gasoductos

Los tubos ascendientes de puente o los gasoductos deberán tener una seguridad adecuada contra la fluencia, fatiga y el ovalado excesivos, y éstos se deberán documentar. Se deberá efectuar un análisis estático y dinámico (vórtices). Por lo general, los tramos libres deberán ser más cortos que lo máximo 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.

107.7.13.3. Estabilidad en el suelo

El gasoducto deberá quedar soportado, anclado en una trinchera abierta o enterrado de tal manera que bajo las condiciones extremas ambientales y de operación no se moverá 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.

Si el gasoducto pasa por áreas que podrán estar sujetas a pendientes inestables que puedan producir fallas y movimientos del suelo que lo afecten, se deberá evaluar la probabilidad de tales fallas.

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 deberán usar métodos reconocidos de análisis.

Se deberá considerar la combinación más desfavorable de fuerzas verticales y horizontales que actúan al mismo tiempo sobre el gasoducto.

Se podrá evaluar 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.

En aguas de poca profundidad, el análisis deberá tomar en cuenta los efectos de carga cíclica producidos por la acción del oleaje sobre la resistencia de corte del suelo.

107.7.13.4. Expansión de gasoducto

Se deberá evaluar la expansión en los extremos del gasoducto y el impacto de la misma sobre los tubos ascendientes y otros equipos a los que está conectado el gasoducto. En caso de ser necesario, se deberán incorporar dispositivos de expansión tal como curvas de expansión al sistema de gasoducto.

107.7.13.5. Interferencia con equipo de pesca y de barcos

Donde sea aplicable, se deberá verificar la interacción de equipo de pesca y de barcos para las tres fases de carga.

107.7.13.6. Cargas de terceros, objetos lanzados

El gasoducto se deberá diseñar para resistir las fuerzas producidas por impactos de por ejemplo objetos lanzados, equipo de pesca o colisiones. Eso se podrá lograr al escoger una ruta para el gasoducto que evite las áreas de daños potenciales, al diseñar el sistema de gasoducto de manera adecuada y/o al proporcionar medios de protección que eviten los impactos.

107.7.13.7. Aislamiento

Si un gasoducto sumergido debe llevar un aislamiento térmico, éste debe ser resistente a la combinación de agua, temperatura y presión hidrostática de productos petrolíferos o derivados del petróleo y deberá tener la resistencia mecánica requerida contra cargas externas, según aplica.

107.7.13.8. Soportes de tubos ascendientes

Los soportes de tubos ascendientes se deberán diseñar contra las posibles formas de falla con por lo menos el mismo grado de seguridad que el tubo ascendiente que apoyan.

Para conexiones atornilladas, se deberá poner atención a los factores de fricción, esfuerzos de placas o elementos del casco, relajación, compresión del tubo, grietas por corrosión de esfuerzos, fatiga, fallas por quebrantamiento y otros factores que pudieran ser relevantes.

107.7.13.9. Estabilidad de la grava

La grava aplicada para proporcionar una protección mecánica de gasoductos y para servir de durmiente de soporte del tubo en tramos libres, deberá tener estabilidad suficiente contra cargas hidrodinámicas.
Se deberá tomar en consideración la posibilidad de abrasión bajo los límites esperados de velocidad de partículas de agua.

107.7.13.10. Instalación y reparación

El diseño deberá proporcionar una resistencia adecuada durante todas las fases y técnicas de instalación relevantes, incluyendo sin limitarse a:

a) Inicio de la colocación de tubos

b) Colocación normal continua del gasoducto

c) Abandono de la colocación de tubos y recuperación del gasoducto

d) Terminación de la colocación de tubos

e) Excavación y relleno de trincheras

f) Instalación de tubos ascendientes y de carretes

h) Operaciones de interconexión, y

i) Arribadas.

La configuración de las secciones de gasoductos que se están instalando se deberá determinar desde el barco de colocación hasta la posición final sobre el lecho marino.

107.8. Materiales del sistema de gasoducto

Esta sección especifica los requerimientos para el diseño, la fabricación, prueba y documentación de los componentes y partes estructurales del sistema de gasoducto, así como para la fabricación y prueba de tubos ascendientes y curvas de expansión.

107.8.1. Tubo del gasoducto

107.8.1.1. Generalidades

El tubo del gasoducto desde el almacenamiento de gas GNL costa afuera deberá fabricarse en acero manganésico de carbón (C-Mn). Por lo general, se aceptan los materiales, métodos y procedimientos de fabricación que cumplan con las prácticas reconocidas y especificaciones del fabricante, siempre que tales normas satisfagan los requerimientos de los códigos aplicables de diseño.

107.8.1.2. Especificación de material

Se deberá preparar una especificación del material para el gasoducto proyectado indicando los requerimientos y/o desviaciones adicionales de materiales, fabricación y prueba de los tubos referente a las especificaciones principales de material que aplican.

La especificación deberá mostrar los resultados de la selección de materiales y deberá incluir los requerimientos específicos detallados para el tubo del gasoducto. Las propiedades específicas de materiales y de las partes soldadas deberán estar consistentes con los requerimientos específicos de aplicación y servicio del sistema de gasoducto. Se deberán incluir reservas adecuadas para una degradación posible de propiedades mecánicas que resulten de actividades subsiguientes de fabricación e instalación.

Se deberán indicar los requerimientos específicos para los procesos de fabricación. De igual manera se deberá especificar el tipo y alcance de pruebas, los criterios aplicables de aceptación para verificar las propiedades del material, así como el alcance y tipo de documentación, archivos y certificaciones.

107.8.1.3. Proceso de fabricación

El tubo del gasoducto se deberá fabricar de acuerdo a uno de los siguientes procesos:

a) Tubo soldado por arco sumergido (SAWL)

b) Tubo sin costura (SML)

c) Tubo soldado por alta frecuencia (HFW)

d) Tubo soldado por rayo de electrónico (EBW) o láser (LBW)

107.8.1.4. Control de calidad y niveles NDT del tubo del gasoducto

La placa y tubo de acero del gasoducto deberá fabricarse conforme a los requerimientos de control de calidad de ISO con una rastreabilidad total del tubo.

El nivel NDT del tubo de acero C-Mn del gasoducto con costuras de soldado longitudinales deberá seleccionarse de acuerdo con el código aplicable de diseño.

Se deberán mantener registros completos de la fabricación, inspección y prueba.

107.8.1.5. Requerimientos suplementarios

Si el código de diseño aplicable identifica requerimientos suplementarios para una utilización superior del sistema de gasoducto, éstos se deberán especificar.

107.8.2. Componentes y ensambles

107.8.2.1. Generalidades

Todos los componentes del gasoducto que estén bajo presión deberán representar por lo general el mismo nivel de seguridad que la sección de gasoducto/tubo vertical de conexión.

El diseño de los componentes del gasoducto se deberá apegar a las normas reconocidas. Como mínimo, la resistencia deberá ser:

a) Equivalente a la tubería de conexión o

b) Suficiente para ajustarse a cualquier carga ambiental y a las fuerzas máximas que se transferirán al componente desde el gasoducto de conexión durante la instalación y operación.

La resistencia y adaptabilidad de uso se deberán demostrar en por lo menos una de las siguientes formas:

a) Cálculos de ingeniería

b) Pruebas prototipo documentadas

c) Historial documentado del uso exitoso del componente, producido de conformidad con el mismo diseño, materiales compatibles, procedimientos de realización de pruebas y fabricación y utilizado en condiciones de operación equivalentes

d) Prueba de resistencia a las fallas o

e) Análisis de esfuerzo experimental.

Si la composición química de los componentes requiere calificación de un procedimiento de soldadura específico de la junta entre el componente y el tubo del gasoducto de conexión, entonces el componente debe llevar pequeñas piezas del material del tubo de gasoducto con el fin de evitar la soldadura en campo de estos componentes.

Alternativamente, deberán proveerse anillos del material de los componentes para la calificación del procedimiento de soldadura en campo.

107.8.2.2. Selección de materiales

Las propiedades mecánicas, composición química, soldabilidad y resistencia a la corrosión utilizados en los componentes deberán ser compatibles con la parte del sistema de gasoducto en donde se localicen.

Además, la adaptabilidad de un material para una aplicación particular incluirá la consideración de los siguientes aspectos:

a) Corrosión externa e interna.

b) Corrosión galvánica entre metales disímiles.

c) Acumulación de agua de mar y otras sustancias corrosivas y áreas en donde la inhibición química o protección catódica pudieran resultar inefectivas.

d) Adaptabilidad para el uso con el fluido a ser transportado y el ambiente circundante.

e) Resistencia a la abrasión o daño mecánico que se puedan producir durante la instalación y operación.

f) Baja temperatura, si resulta aplicable.

Los componentes deben ser forjados en lugar de fundidos.

Se deberá considerar 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 a ser realizadas para una calificación completa.

107.8.2.3. Conexiones embridadas y mecánicas

a) Las bridas deben cumplir con las normas de ISO 7005-1 u otros códigos reconocidos. El calibre de las bridas debe ajustarse al diámetro interno del tubo conector.

b) Las caras selladoras de las bridas deben tener un acabado de superficie, dureza y aspereza adecuados para los empaques que se aplican.

c) Los empaques deben ser de materiales metálicos y ser capaces de soportar la presión máxima a la que podrían someterse, así como las fuerzas de instalación.

d) Los pernos y tuercas para el uso submarino se deben apegar a las normas internacionales reconocidas. Los pernos y tuercas con un diámetro de 25 mm y más se deben someter a la prueba de impacto con los mismos requerimientos que para el material que se junta.

107.8.2.4. Válvulas

a) Las válvulas deben cumplir con los requerimientos de ISO 14313 o con las normas internacionales reconocidas equivalentes.

b) El diseño debe asegurar que los empaques internos sean capaces de sellar y debe incluir un margen de seguridad que sea válido durante todas las condiciones de operación de la tubería.

c) Las válvulas con requerimientos de resistencia al fuego deben calificarse bajo las pruebas de fuego aplicables.

d) Los sistemas de control de válvulas y actuadores se deben destinar y fabricar de conformidad con normas reconocidas.

107.8.2.5. Componentes soldados

El diseño de los componentes soldados de placa se debe apegar a las prácticas de ingeniería reconocidas en la industria.

107.8.2.6. Otros componentes

Los componentes del sistema que no están cubiertos en las secciones precedentes se deben fabricar bajo normas reconocidas.

107.8.2.7. Partes estructurales

a) Las partes estructurales como las estructuras de soporte y protección que no están soldadas con partes presurizadas se consideran como elementos estructurales.

b) Los elementos estructurales que actúan como una parte bajo presión del sistema de gasoducto deben cumplir con los requerimientos para la sección del sistema de gasoducto en donde se ubicarán.

c) Las partes estructurales no se deben soldar directamente a las partes que contienen presión ni al gasoducto. Los soportes, aditamentos, etc., se deben soldar a un anillo o placa de refuerzo.

d) Las soldaduras circunferenciales no deben ser inaccesibles por debajo de placas de refuerzo, abrazaderas u otras partes de soporte.

107.8.2.8. Codos

a) Los materiales que se deben utilizar en codos hechos en fábrica se deben seleccionar tomando en cuenta la composición química y la influencia del método de fabricación sobre las propiedades mecánicas, dimensiones y grosor de las paredes.

b) La flexión por inducción es el método preferido para la fabricación de codos.

c) Los codos pueden fabricarse con secciones especiales para ello o de reserva, de longitudes rectas sin soldaduras circunferenciales (tubo madre), que no se flexionen en frío ni por inducción, o con piezas forjadas. No se permiten codos mitrales o por arrugas.

107.9. Protección contra la corrosión y recubrimiento grueso

107.9.1. Objetivo

Esta sección tiene el objetivo de proporcionar una guía general con respecto a:

a) El diseño de los sistemas protectores contra la corrosión

b) El diseño y fabricación de recubrimientos gruesos de concreto, y

c) El control de calidad durante la fabricación/realización de los sistemas de protección contra la corrosión.

107.9.2. Principios generales del control de la corrosión

107.9.2.1. Generalidades

a) Todos los componentes de un sistema de gasoducto contarán con una protección adecuada contra la corrosión, con el fin de evitar fallas provocadas o desencadenadas por la corrosión, tanto externa como internamente.

b) Para las secciones del gasoducto y tubos ascendientes en la zona sumergida, la protección contra la corrosión externa se debe lograr por lo general a través de un recubrimiento grueso, junto con una protección catódica.

c) Para las secciones de tubos ascendientes en la zona atmosférica, la corrosión externa se debe controlar por lo general con una capa de pintura adecuada, con una preparación de superficie y aplicación de un recubrimiento de conformidad con una norma reconocida.

d) Para las secciones de tubos ascendientes en la zona de rociada, se aplica por lo general un recubrimiento grueso. Además, puede requerirse una tolerancia para el control de la corrosión externa de acero C-Mn superior a LAT en donde la protección catódica no es eficaz.

e) Para la protección contra la corrosión interna, pueden aplicarse varias técnicas por separado o combinadas.

f) Las opciones para el control de la corrosión deben evaluarse buscando la solución más eficaz en cuanto a costos, cumpliendo con los requerimientos generales de seguridad y reglamentación ambiental.

107.9.2.2. Recubrimientos externos del gasoducto

El sistema de recubrimiento externo se debe seleccionar con base en la consideración de los siguientes puntos principales:

a) Protección contra la corrosión

b) Resistencia a la degradación física, química y biológica

c) Propiedades mecánicas

d) Compatibilidad con los procedimientos de fabricación e instalación

e) Compatibilidad con el recubrimiento grueso de concreto

f) Compatibilidad con la protección catódica

g) Compatibilidad ambiental y reducción de riesgos a la salud.

Todo el trabajo de recubrimiento se debe realizar de conformidad con especificaciones calificadas del procedimiento de fabricación, incluyendo:

a) Materiales de recubrimiento

b) Preparación de superficie

c) Aplicación del recubrimiento

d) Inspección y realización de pruebas

e) Reparaciones del recubrimiento, y

f) Manejo y almacenamiento de tubos que llevan un recubrimiento.

107.9.2.3. Recubrimiento de tubos ascendientes

a) Un tubo ascendiente se divide en tres zonas de protección contra la corrosión, dependiendo del tubo particular o diseño de la plataforma, así como de las condiciones ambientales imperantes. Estas son:

1. Zona atmosférica

2. Zona de rociada

3. Zona sumergida

b) Los sistemas de recubrimiento se deben seleccionar con una consideración similar a la de la sección 107.11.1.2. Pueden aplicar consideraciones especiales a la zona rociada si el tubo ascendiente sometido al rocío se moja y seca intermitentemente.

c) Pueden aplicarse distintos sistemas de recubrimiento en las tres zonas de protección contra la corrosión, siempre que sean compatibles.

d) Los recubrimientos de los tubos ascendientes pueden aplicarse después de la soldadura de fabricación y en la zona atmosférica, después de la instalación.

107.9.2.4. Recubrimiento grueso de concreto

a) Los objetivos de un recubrimiento grueso de concreto son proveer una flotabilidad negativa a la tubería, así como proveer una protección mecánica al recubrimiento contra la corrosión durante la instalación y a lo largo de la vida útil del gasoducto.

b) Las materias primas (cemento, agregados, agua, aditivos, refuerzo) y las propiedades del recubrimiento (requerimientos funcionales) se deben especificar considerando lo siguiente:

1. Peso sumergido/flotabilidad negativa

2. Grosor

3. Densidad del concreto

4. Resistencia a la compresión

5. Absorción de agua

6. Resistencia al impacto (v.g. capacidad de aguantar un rastreo)

7. Flexibilidad (resistencia a la flexión), y

8. Reducciones.

c) Los constituyentes de concreto y método de fabricación se deben seleccionar para proveer los siguientes requerimientos mínimos recomendados.

1. Grosor mínimo: 40mm

2. Mínima resistencia a la compresión (es decir, un promedio de 3 especímenes centrales por tubo): 40 MPa

3. Máxima absorción de agua: 8% (por volumen), (realización de pruebas del tubo recubierto de conformidad con el método convenido), y

4. Densidad mínima: 1,900 kg/m^3

d) El recubrimiento de concreto debe estar reforzado con barras de acero soldadas en jaulas o con acero de malla de alambre de acero.

e) Un plan de calidad debe definir los métodos y frecuencia de inspección, así como los criterios de aceptación de pruebas y calibraciones.

107.9.3. Recubrimientos de juntas de campo

107.9.3.1. Para los tubos con un recubrimiento grueso o aislamiento térmico, el recubrimiento de las juntas de campo debe consistir de un recubrimiento de protección contra la corrosión interna y un relleno. El relleno se requiere para proveer una fácil transición al recubrimiento del gasoducto y a la protección mecánica.

107.9.3.2. Para la selección del recubrimiento de las juntas de campo, aplican las mismas consideraciones de protección contra la corrosión que para los recubrimientos del gasoducto y de los tubos ascendientes.

107.9.3.3. Los recubrimientos de las juntas de campo de tubos ascendientes deben tener de preferencia propiedades que se ajusten al recubrimiento de los tubos ascendientes seleccionado. Deben evitarse las juntas de campo en la zona de rociada.

107.9.4. Diseño de protección catódica

107.9.4.1. Generalidades

a) Los gasoductos y tubos ascendientes en la zona sumergida deben suministrarse con un sistema de protección catódica para proporcionar una protección adecuada contra la corrosión en caso de que ocurra cualquier defecto durante la aplicación del recubrimiento (incluyendo las juntas de campo) y también para daños subsiguientes al recubrimiento durante la instalación y operación.

b) Los sistemas de protección catódica deben ser capaces de suprimir el potencial electroquímico entre el tubo y el agua de mar (o entre el tubo y el sedimento) dentro de un rango de -0.80 a 1.1 V rel. Ag/AgCl/agua de mar.

c) Los sistemas de protección catódica por ánodo de sacrificio se diseñan por lo general para proveer una protección contra la corrosión a lo largo de la vida útil de diseño del sistema de gasoducto protegido.

d) Los sistemas de gasoducto conectados a otras instalaciones costa afuera deben contar con sistemas de protección catódica compatibles, a menos que se instale una junta eléctricamente aislante.
Al llegar a tierra firme de una tubería costa afuera con protección catódica de corriente aplicada y por ánodo de sacrificio de la sección en tierra firme, deberán evaluarse las necesidades para una junta aislante.

e) La interferencia de los sistemas de protección catódica en los cruces de tuberías se debe evaluar y considerar en el diseño de protección catódica del sistema de gasoducto.

107.9.4.2. Diseño

a) Un procedimiento detallado para los cálculos de diseño y recomendaciones de parámetros de diseño relacionados con los sistemas de protección catódica por ánodo de sacrificio, se encuentra disponible en las prácticas recomendadas reconocidas.

b) Los ánodos incrustados al segmento de tubos ascendientes o gasoductos tendrán un cable eléctrico para la continuidad eléctrica del tubo.

107.9.5. Protección contra la corrosión interna

107.9.5.1. La selección de un sistema para la protección contra la corrosión interna de gasoductos y tubos ascendientes tiene un efecto importante sobre el diseño de detalle. Pueden considerarse las siguientes opciones para el control de la corrosión:

107.9.5.2. La selección de un sistema para la protección contra la corrosión interna de los gasoductos y tubos ascendientes tiene un efecto importante sobre el diseño de detalle. Pueden considerarse las siguientes opciones para el control de la corrosión:

a) Procesamiento de fluido para la eliminación de agua líquida y/o agentes corrosivos

b) Uso de tubos de gasoducto o revestimiento interno (metálico) con resistencia intrínseca a la corrosión

c) Uso de tubos de gasoducto o revestimiento interno (metálico) con resistencia intrínseca a la corrosión

d) Uso de revestimientos o recubrimientos protectores contra la corrosión (normalmente en combinación con a) o d)), y

e) Tratamiento químico, es decir, dosificación de químicos con una función mitigadora de la corrosión.

107.9.5.3. Los gasoductos que transportan gas seco de venta desde una instalación de almacenamiento GNL costa afuera pueden no requerir recubrimientos de corrosión interna.

107.10. Instalación

107.10.1. Objetivo

El objetivo de esta sección es proveer requerimientos relacionados con los análisis, estudios y documentación que se deben preparar y acordar para la instalación, así como proveer requerimientos para la instalación y realización de pruebas del sistema completo de gasoducto, los cuales no están cubiertos en otro lugar de la norma.

107.10.2. Estudios de instalación

107.10.2.1. Se deben realizar análisis sistemáticos de las operaciones de instalación y del equipo con el fin de identificar posibles puntos críticos o actividades que pudieran provocar o agravar una situación crítica, así como asegurar que se tomen medidas correctivas eficaces. Puede utilizarse la experiencia disponible de operaciones similares previas.

107.10.2.2. Se debe poner especial atención a las secciones de la ruta del gasoducto cercano a otras instalaciones o escoras en donde exista un riesgo mayor de interferencia debido a barcos, anclas, etc.

107.10.3. Especificaciones y dibujos para la instalación y la realización de pruebas

107.10.3.1. Se deben preparar especificaciones y dibujos que cubran la instalación y realización de pruebas de los sistemas de gasoducto, tubos ascendientes, estructuras de protección, etc.

107.10.3.2. Las especificaciones y dibujos deben describir, con suficiente detalle, los requerimientos para los métodos de instalación y los procesos que se deben emplear, así como el resultado final de las operaciones.

107.10.4. Soldadura

107.10.4.1. Se deben identificar los procesos, calificación del procedimiento, ejecución y personal de soldadura.

107.10.4.2. También se debe identificar la realización de pruebas mecánicas y de corrosión para la calificación de los procedimientos de soldadura.

107.10.4.3. Se debe realizar un análisis de reparación de soldadura. El análisis debe determinar las máximas combinaciones de profundidad y longitud de excavación que pueden realizarse.

107.10.5. Inspección visual y realización de pruebas no destructivas

107.10.5.1. Los requerimientos para los métodos, equipo, procedimientos, criterios de aceptación y calificación y certificación de personal para la inspección visual y la realización de pruebas no destructivas se deben apegar a las normas reconocidas.

107.10.5.2. El grado de NDT para las soldaduras circunferenciales de instalación deben ser de 100% en pruebas ultrasónicas o radiográficas. Las pruebas radiográficas pueden complementarse con pruebas ultrasónicas, para incrementar la probabilidad de detección y/o caracterización/clasificación de defectos.

107.10.5.3. Para un espesor de pared de >25 mm, debe utilizarse pruebas ultrasónicas automatizadas.

107.10.5.4. Para los "Golden Welds" (soldaduras importantes, por ejemplo las de interconexión que no estarán sujetas a pruebas de presión, etc.), se deben realizar pruebas ultrasónicas al 100%, pruebas radiográficas al 100% y pruebas de partículas magnéticas al 100% o pruebas con líquidos de penetración al 100% de los materiales no erromagnéticos.

107.10.5.5. La inspección visual debe incluir:

a) Inspección al 100% de soldaduras completadas referente a imperfecciones de superficie, 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 la junta de campo completada.

107.10.6. Preparación, análisis y ruta del gasoducto

107.10.6.1. Análisis de ruta antes de la instalación. Puede realizarse un análisis antes de la instalación de la ruta del gasoducto, además del análisis de ruta requerido para el diseño si se han producido cambios significativos a lo largo de la ruta entre el análisis del diseño previo y la instalación.

Se debe especificar el grado y los requerimientos para el análisis de ruta antes de la instalación.

107.10.6.2. Preparación del lecho marino

Puede realizarse una preparación del lecho marino para:

a) Eliminar obstáculos y riesgos potenciales que interfieran con las operaciones de instalación

b) Prevenir cargas o deformaciones en el gasoducto

c) Realizar la preparación para los cruces de gasoducto y cables

d) Evitar tramos libres inaceptables

e) Realizar cualquier otra preparación debida a la naturaleza de las operaciones subsiguientes.

Los métodos, materiales y técnicas de la rectificación del lecho marino y tramos entre soportes del gasoducto no deben afectar al ambiente.

107.10.7. Cruces de gasoducto y cables

El diseño y construcción de cruces de gasoducto y cables debe realizarse de tal manera que se eviten daños a ambas instalaciones. El soporte y perfil de la instalación existente deberán apegarse al diseño aceptado y a los acuerdos con terceros.

107.10.8. Acercamientos a escoras y arribadas

107.10.8.1. La localización de cualquier otro gasoducto o oleoducto, cable o desembocadura en el área del acercamiento a la escora se debe identificar y marcar claramente en los dibujos.

107.10.8.2. Las obstrucciones como desechos, rocas y cantos rodados que pudieran interferir o restringir las operaciones de instalación deben eliminarse. El lecho marino y escora se deben preparar de modo que se evite el exceso de tensión en el gasoducto durante la instalación, así como el daño al recubrimiento o a los ánodos.

107.10.8.3. Los métodos de construcción del acercamiento de escora debe depender de la naturaleza de la región cercana a la orilla, topografía de la arribada y suelos. Se deben desarrollar diseños y procedimientos detallados para asegurar que los métodos de construcción provoquen el mínimo daño posible al ambiente o al paisaje. Se deben investigar los efectos de la tubería sobre la estabilidad de la línea costera.

107.10.8.4. La tubería en la sección de la arribada y del acercamiento a la escora se debe diseñar considerando la clase de seguridad adecuada y debe colocarse en una trinchera y enterrada de modo que no esté expuesta debido a la expulsión o transporte de sedimentos.

107.10.9. Barcos

107.10.9.1. Generalidades

Todos los barcos deben ser de una clase válida certificada por una sociedad de clasificación reconocida. Se deben proporcionar requerimientos adicionales para los barcos en una especificación que establezca los requisitos para:

a) Anclas, líneas de anclaje y malacates para anclas

b) Sistemas de anclaje

c) Equipo de posicionamiento y análisis

d) Sistema de referencia y equipo de posicionamiento dinámico

e) Sistemas de alarma, incluyendo alarmas remotas cuando se requieran

f) Navegabilidad general del barco 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 requerimiento debido a la naturaleza de las operaciones.

Los barcos deben contar con un programa de mantenimiento documentado que cubra todos los sistemas esenciales para la seguridad y el desempeño operativo de los mismos, relacionado con la operación a ser realizada.

Se debe realizar una inspección o examen previamente a la movilización de los barcos, para confirmar que éstos y su equipo principal cumplan con los requerimientos especificados y sean adecuados para el trabajo que se pretende realizar.

107.10.9.2. 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 requerimiento debido a la naturaleza de las operaciones

107.10.10. Instalación del gasoducto

107.10.10.1. Manual de instalación

a) Como mínimo, un manual de instalación debe incluir toda la documentación requerida para realizar la instalación y debe demostrar que el gasoducto puede instalarse y completarse de manera segura de conformidad con los requerimientos especificados, utilizando la amplitud requerida.

b) El manual de instalación se debe apoyar en los cálculos y procedimientos, incluyendo los procedimientos de contingencia, a un grado que cubra adecuadamente el trabajo que se pretende realizar.

107.10.10.2. Condiciones de límite de operación

a) Se deben establecer y acordar las condiciones de límite de operación.

b) Sujetos al acuerdo, los criterios de límite de operación pueden basarse en un estado definido del mar para áreas en donde se dispone de predicciones regulares del clima y datos ambientales históricos confiables.

c) Se deben poner a disposición del barco de colocación predicciones periódicas del clima por parte de un centro meteorológico reconocido, y complementarse con datos ambientales históricos.

107.10.10.3. Requerimientos para la instalación

a) El manejo y almacenamiento de materiales en los barcos de suministro y colocación debe evitar daños a los tubos, recubrimientos, ensambles y accesorios. Las eslingas y otro equipo utilizado

se deben diseñar para evitar daños. Los tubos se deben almacenar sobre estantes y se debe utilizar un apuntalamiento adecuado. Se deben determinar las alturas máximas de apilamiento, con el fin de evitar cargas excesivas sobre los tubos, recubrimientos o ánodos. Todo el material embarcado para la instalación se debe registrar.

b) A su llegada, todo el material debe inspeccionarse en cuanto a daños, cantidad e identificación. Los elementos dañados deben separarse, repararse o marcarse claramente devolverse a tierra.

c) La instalación de tubos en áreas congestionadas, en la vecindad de instalaciones existentes y en los cruces de tubos y cables, se debe realizar utilizando sistemas locales de posicionamiento con una exactitud especificada y patrones adecuados de anclaje. Se deben tomar medidas para proteger de 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 ROV.

d) Las juntas individuales entre tubos se deben marcar de conformidad con un sistema de rastreo de tubos establecido.

e) La inspección y el recubrimiento de las juntas de campo deben cumplir con los requerimientos de diseño.

f) Se debe realizar un examen de la colocación definitiva ya sea a través de un monitoreo continuo del punto de colocación sobre el lecho marino o desde un barco dedicado.

107.10.11. Arrastre sobre la escora

107.10.11.1. Especificaciones

Se deben especificar los requerimientos detallados para la ejecución, inspección y realización de pruebas de arrastre sobre la escora, considerando la naturaleza del sitio de instalación particular. Los problemas específicos asociados con el arrastre sobre la escora deben abordarse en las especificaciones de instalación y realización de pruebas.

107.10.11.2. Manual de instalación

El contratista debe preparar un manual de instalación, el cual debe cubrir:

a) La descripción de la instrumentación, equipo y disposición de la planta costa afuera

b) La descripción de la instrumentación, equipo y disposición de la planta en tierra

c) Las operaciones especiales

107.10.11.3. Procedimientos de instalación

Se deben preparar los procedimientos de instalación que incluyen, pero no se limitan a lo siguiente:

a) Instalación de la cabeza de arrastre

b) Soldadura de la cadena de tubos

c) Control de tensión

d) Control de torsión

e) Monitoreo ROV, cuando resulte aplicable

f) Otras operaciones esenciales

g) Preparación del sitio y montaje de malacate

h) Excavación de trincheras y dragado

i) Apoyos de flotabilidad, cuando resulte aplicable, y

j) Control de posición en trincheras, túneles, etc., según resulte aplicable

107.10.11.4. Procedimientos de contingencia.

Se deben preparar los procedimientos de contingencia que cumplan con los requerimientos de esta Norma, así como la especificación de instalación y realización de pruebas.

El procedimiento de contingencia debe cubrir lo siguiente:

a) Tensión de cable que exceda los límites aceptables

b) Torsión excesiva de la cadena de tubos

c) Falla de ROV

d) Otras situaciones críticas o de emergencia

107.10.11.5. Requerimientos para la instalación

a) Si es necesario, el lecho marino se debe preparar.

b) Se debe demostrar la resistencia satisfactoria a la abrasión del recubrimiento del gasoducto para las condiciones de instalación.

c) La instalación de la cabeza de arrastre se debe realizar de modo que se evite el exceso de esfuerzos en el gasoducto y se provea una conexión segura.

d) Los apoyos de flotabilidad deben utilizarse si se requiere mantener la tensión de arrastre dentro de los límites aceptables.

e) Durante la operación, se requiere un monitoreo continuo de la tensión de cable y de la fuerza de arrastre.

107.10.12. Operaciones de conexión

107.10.12.1. Procedimientos de interconexión

Los procedimientos de interconexión deben incluir:

a) Levantamiento y despliegue de la sección de gasoducto / tubo ascendiente

b) Control de alineación y configuración

c) Conexión mecánica o soldada

Si se utilizan métodos submarinos, se requieren procedimientos adicionales para cubrir los aspectos de seguridad y operación de las actividades por debajo del agua.

107.10.12.2. Procedimientos de contingencia

El procedimiento de contingencia se debe preparar para cubrir lo siguiente:

a) Condiciones climáticas que excedan las condiciones límite de operación antes de completar la conexión.

b) Si se utilizan métodos submarinos, se requieren procedimientos de contingencia adicionales para cubrir los aspectos de seguridad y operación de las actividades por debajo del agua.

107.10.13. Análisis as-built

Como mínimo, el análisis as-built debe incluir lo siguiente:

a) Trazado detallado de la posición del gasoducto, incluyendo la ubicación de los montajes en línea, anclaje y estructuras de protección, conexiones, soportes, etc.

b) Mediciones de la desalineación, según resulte aplicable

c) Profundidad de la cubierta o de la trinchera, según resulte aplicable

d) Cuantificación de las longitudes y alturas de los tramos libres, incluyendo las tolerancias de reporte de longitud y altura

e) Ubicación de las áreas de daño al gasoducto, recubrimiento y ánodos

f) Ubicación de cualquier área con expulsión o erosión a lo largo del gasoducto y lecho marino adyacente

g) Verificación de que el estado del recubrimiento grueso (o sistemas de anclaje que proveen estabilidad en la parte inferior) se apegue a la especificación

h) Descripción de derribamientos, desechos u otros objetos que pudieran afectar el sistema de protección catódica o deshabilitar de otro modo el gasoducto

i) Video de la construcción as-built para el gasoducto completo.

107.11. Pruebas y preparación para la operación

107.11.1. Procedimientos para las pruebas finales y la preparación para la operación

Todas las operaciones y pruebas se deben realizar de conformidad con los procedimientos convenidos.

107.11.2. Limpieza y calibración

107.11.2.1. La limpieza y calibración pueden combinarse con el llenado inicial de la tubería, realizarse como una operación separada o combinarse con la eliminación de la esfera de soldadura después de completar la interconexión hiberbárica.

107.11.2.2. Si el agua debe permanecer en la tubería durante un periodo de tiempo prolongado, se debe considerar el control del crecimiento de bacterias y de la corrosión interna.

107.11.2.3. Se debe considerar la dosificación de inhibidores de la corrosión, barredores de oxígeno, biocidas, colorantes, etc. para posibles interacciones dañinas y su impacto en el ambiente durante y después de la eliminación del agua de prueba.

107.11.2.4. Para la limpieza de la tubería se debe considerar lo siguiente:

a) Protección contra daños de los componentes e instalaciones del gasoducto (por ejemplo válvulas) provenientes de fluidos de limpieza y raspadores.

b) Dispositivos para la realización de pruebas como esferas de aislamiento, etc.

c) Eliminación de sustancias que pudieran contaminar el producto que se pretende transportar

d) Partículas y residuos producto de las pruebas y costra de fabricación

e) Organismos y residuos producto de los fluidos de prueba

f) Geles y residuos químicos

g) Eliminación de partículas metálicas que pudieran afectar las actividades futuras de inspección

107.11.2.5. El requerimiento básico para la calibración es pasar una placa matriz metálica con un diámetro de 97% del diámetro interior nominal a través del gasoducto.

107.11.2.6. El diseño del tren de calibración y limpieza, número y tipo de raspadores, necesidad de limpieza química, velocidad del tren, etc., se debe decidir con base en el tipo y longitud del gasoducto, gradientes de inclinación a lo largo de la ruta del mismo, tipo de servicio, métodos de construcción, proceso corriente abajo, etc.

107.11.3. Pruebas de presión del sistema

107.11.3.1. La prueba de presión de un sistema de 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, el alcance de la prueba debe abarcar la tubería entre trampas de raspadores, incluyendo todos los componentes y conexiones dentro del sistema de gasoducto. La prueba se debe realizar después de completar todas las obras de instalación, construcción y protección del gasoducto. Por lo general, la prueba de presión se realiza como una prueba combinada de resistencia y fugas.

107.11.3.2. El sistema puede probarse por secciones separadas siempre que las soldaduras de interconexión entre las secciones hayan pasado las pruebas radiográficas, ultrasónicas y de partículas magnéticas al 100%, o a través de una combinación de otros métodos que provean la misma verificación, o una mejorada, de la calidad aceptable de la soldadura.

107.11.3.3. 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 éstas estén diseñadas y probadas para la condición de la presión de prueba. Se debe considerar el aislamiento de las líneas de diámetro menor y de conexiones para instrumentos para evitar una posible contaminación.

107.12. Operación, inspección y reparación

107.12.1. Procedimientos

107.12.1.1. Antes de iniciar la operación, se deben establecer procedimientos detallados para la operación, inspección y reparación. Como mínimo, estos procedimientos deben contener la siguiente información:

a) Organización y administración

b) Procedimientos de puesta en marcha y paro

c) Limitaciones operativas

d) Limpieza y otro tipo de mantenimiento, por ejemplo raspado

e) Control de la corrosión, incluyendo inspección y monitoreo

f) Inspección

g) Procedimientos de emergencia

h) Procedimientos de elaboración de informes

107.12.1.2. Los procedimientos relacionados con actividades especiales o no rutinarias se deben preparar según se requiera, por ejemplo en caso de modificaciones, reparaciones mayores, etc.

107.13. Documentación

Toda la documentación debe estar indicada en un registro de documentos. Debe cubrir el diseño, fabricación, realización, instalación y puesta en operación.

107.13.1. Documentación de diseño

107.13.1.1. El diseño se debe documentar adecuadamente para permitir la verificación por parte del cliente o de terceros. Como mínimo, debe contener los siguientes puntos:

a) Filosofías y datos de diseño

b) Ruta del gasoducto

c) Características físicas y químicas del fluido

d) Selección de materiales (tubo y componentes del gasoducto)

e) Perfil de temperatura/presión y expansión del gasoducto

f) Análisis de resistencia de los tubos ascendientes y de sus soportes

g) Análisis de resistencia y estabilidad de colocación del gasoducto

h) Análisis de riesgos, según sea aplicable

i) Diseño de protección

j) Control de corrosión (interno y externo)

k) Diseño de protección catódica

l) Especificaciones, contracción y fabricación de los materiales

m) Procedimientos de mantenimiento e inspección, operaciones

n) Instalación y puesta en operación.

107.13.1.2. Se deben suministrar dibujos para la fabricación e instalación del sistema de gasoducto, incluyendo lo siguiente, aunque sin limitarse a ello:

a) Dibujo de la ruta del gasoducto, incluyendo información sobre por ejemplo topología y propiedades del lecho marino, plataformas existentes y futuras, gasoductos/cables, pozos submarinos, rutas de barcos, etc.

b) Dibujos detallados del cruce de tuberías, si existieren

c) Dibujo de la disposición de la plataforma, con tubos ascendientes, sistemas de protección de los mismos, zonas de carga, áreas de llegada de barcos, etc., según resulte aplicable

d) Dibujo de fabricación de carretes

e) Dibujos de protección del gasoducto, y

f) Dibujos de fabricación de tubos ascendientes y de sus abrazaderas.

107.13.2. Documentación de los dibujos finales de construcción

La documentación de los dibujos finales de construcción debe incluir lo siguiente, aunque sin limitarse a ello:

a) Certificados de materiales

b) Registros de instalación, realización de pruebas y puesta en operación

c) Informes de registros de soldaduras

d) Informes de exámenes

e) Informes de intervención

f) Informes de la puesta en operación

108. Procedimiento para la evaluación de la conformidad

108.1. Objetivo

El presente Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad (PEC), tiene por objeto establecer la metodología para la determinación del grado de su cumplimiento de las instalaciones para almacenamiento
de gas natural licuado con la Norma Oficial Mexicana NOM-013-SECRE-2003.

108.2. Referencias

Para la correcta aplicación de este PEC es necesario consultar la 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, regasificación y entrega de dicho combustible.

108.3. Definiciones

Para efectos de este procedimiento, los siguientes términos se entenderán como se describen a continuación:

108.3.1. Acta circunstanciada: El documento expedido por la Comisión Reguladora de Energía o por la UV y, a falta de ésta, por la empresa autorizada, en cada una de las visitas de verificación, en la cual se hacen constar los eventos ocurridos durante la visita de verificación. Esta 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 de la Resolución, 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.

108.3.2. Dictamen: El documento que emite la UV o a falta de ésta, una empresa autorizada por la Comisión mediante el cual se determina el grado de cumplimiento con esta Norma Oficial Mexicana y en lo no previsto por ésta, con las normas y disposiciones técnicas vigentes en México con relación a esta materia y, a falta de éstas, con la tecnología propuesta bajo responsabilidad del permisionario, previo visto bueno de la Comisión y de conformidad con prácticas internacionalmente reconocidas.

108.3.3. Empresa autorizada: La persona moral autorizada por la Comisión para verificar el cumplimiento con esta Norma Oficial Mexicana, en los términos del artículo 74 de la ley y, en lo no previsto por ésta, con las normas y disposiciones técnicas vigentes en México con relación a esta materia y, a falta de éstas, con la tecnología propuesta bajo responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión y de conformidad con prácticas internacionalmente reconocidas.

108.3.4. Evaluación de la conformidad: La determinación del grado de cumplimiento con la Norma.

108.3.5. Evidencia objetiva: La información que puede ser probada como verdadera, basada en hechos obtenidos por medio de observación, medición, prueba u otros medios.

108.3.6. Unidad de Verificación (UV): La persona acreditada y aprobada conforme lo establece la ley, que realiza actos de verificación.

108.3.7. Verificación: La constatación ocular, comprobación mediante medición y examen de documentos que se realizan para evaluar la conformidad con esta Norma.

108.4. Procedimiento

108.4.1. La evaluación de la conformidad con la Norma se debe realizar mediante auditorías técnicas programadas durante el desarrollo de las etapas de la Planta de GNL siguientes:

a) Ingeniería de detalle del proyecto (FEED) y el contrato de ingeniería, suministro de equipos y materiales y construcción (EPC);

b) Construcción, en la que se debe considerar las inspecciones, pruebas preoperativas y puesta en marcha, y

c) Operación.

108.4.2. Las auditorías técnicas deben ser realizadas por una UV o, a falta de ésta, por una empresa autorizada por la Comisión.

108.4.3. El permisionario debe presentar la documentación que acredite la capacidad de la UV o de la empresa para realizar auditorías técnicas de las actividades para las que propone a dicha UV o empresa, para que la misma sea autorizada por la Comisión para realizar las auditorías y emitir los dictámenes correspondientes.

108.4.4. El permisionario debe presentar para la aprobación de la Comisión a más tardar 60 días antes de la fecha de inicio de la construcción de la planta de GNL, el dictamen que confirme que la ingeniería de detalle del proyecto (FEED) y el contrato de ingeniería, suministro de equipos y materiales y construcción (EPC) de la planta de GNL, cumple con los requisitos especificados en la NOM, en el Título de permiso y, en lo no previsto por éstos, en prácticas internacionalmente reconocidas y/o en la tecnología propuesta por el permisionario aprobada por la Comisión.

108.4.5. El permisionario debe presentar para aprobación de la Comisión a más tardar 60 días antes de la fecha de inicio de la construcción de la Planta de GNL, el programa para realizar auditorías técnicas del desarrollo de la construcción que incluya las inspecciones y pruebas preoperativas que se realicen, así como la puesta en marcha de la planta de GNL.

108.4.6. En las etapas de diseño y construcción el dictamen debe especificar la documentación definitiva de como quedó construida la planta de GNL (As built).

108.4.7. El permisionario debe presentar para la aprobación de la Comisión a más tardar 60 días antes de la fecha de inicio de la operación de la planta de GNL, el dictamen que confirme que la construcción, incluyendo las inspecciones, pruebas preoperativas realizadas, así como la puesta en marcha de la planta de GNL, cumplen con los requisitos especificados en la NOM, en el Título de permiso y, en lo no previsto por éstos, en prácticas internacionalmente reconocidas y/o en la tecnología propuesta por el permisionario aprobada por la Comisión.

108.4.8. El permisionario debe presentar para la aprobación de la Comisión a más tardar 60 días antes de la fecha de inicio de la operación de la planta de GNL y de cada año calendario durante la vida en operación de la planta de GNL, el programa anual de operación y mantenimiento de la planta de GNL.

108.4.9. El permisionario debe presentar para aprobación de la Comisión los dictámenes de las auditorías anuales de operación y mantenimiento de la planta de GNL dentro de los tres meses días posteriores al año calendario en que se realizaron las auditorías técnicas.

108.4.10. Para la evaluación de la conformidad de ampliaciones, extensiones, modificaciones y reparaciones mayores de las plantas de GNL, se deben aplicar los procedimientos establecidos en los incisos 108.4.2 a 108.4.9 anteriores.

108.4.11. El permisionario debe conservar durante la vida de la planta de GNL los dictámenes que hayan sido aprobados por la Comisión.

108.5. Disposiciones generales

108.5.1. El programa de auditorías técnicas debe cubrir la verificación de todos los requisitos establecidos en la NOM y en el título de permiso y, en lo no previsto por éstos, en las prácticas internacionalmente reconocidas y/o en la tecnología propuesta por el permisionario.

108.5.2. El programa de auditorías técnicas debe establecer el objetivo, alcance y programa para realizar cada una de las auditorías; justificándolos en base a los resultados de las auditorías antecedentes.

108.5.3. Las auditorías técnicas se realizarán mediante visitas de verificación programadas.

108.5.4. La UV o, a falta de ésta, la empresa autorizada, establecerá de acuerdo con el permisionario, los términos y condiciones así como el objetivo, alcance y programa de la auditoría y de cada visita de verificación.

108.5.5. El permisionario debe presentar para aprobación de la Comisión el programa para realizar las auditorías técnicas a más tardar 60 días antes del inicio de dichas auditorías.

108.5.6. En cada visita de verificación la UV o, a falta de ésta, la empresa autorizada, debe levantar un acta circunstanciada, en la cual debe asentar los cumplimientos con la norma y el título de permiso y, en su caso, los incumplimientos, para que el permisionario haga las correcciones en el plazo que se le fije en dicha acta.

108.5.7. El permisionario puede formular las observaciones que estime pertinentes y ofrecer pruebas a la UV o, a falta de ésta, la empresa autorizada, durante la visita de verificación o dentro del plazo máximo de cinco días hábiles siguientes a la fecha en que se haya levantado el acta circunstanciada.

108.5.8. La UV o, a falta de ésta, la empresa autorizada, debe elaborar el dictamen con base a las actas circunstanciadas.

108.5.9. En el dictamen se debe especificar la documentación bajo la cual se realizó la auditoría y las condiciones finales como fue aprobada la etapa correspondiente de la planta de GNL.

108.5.10. La UV o, a falta de ésta, la empresa autorizada, debe entregar el dictamen de verificación al permisionario que haya contratado sus servicios. El permisionario debe entregar el dictamen a la Comisión, para los efectos legales que correspondan en los términos de la legislación aplicable.

108.5.11. Los gastos que se originen por los servicios de verificación deben ser a cargo del permisionario en conformidad con el artículo 91 de la Ley.

108.6. Requisitos de las auditorías técnicas

108.6.1. Revisión de documentación: En el primer paso de las auditorías técnicas de las plantas de GNL la UV, o a falta de ésta, la empresa autorizada por la Comisión debe verificar que el permisionario mantiene actualizados los registros y la documentación técnica en la comprueba el cumplimiento de la NOM; para esto debe examinar los registros y la documentación sobre los aspectos siguientes:

108.6.1.1. Diseño

Los registros y documentación de la ingeniería de detalle de la planta (FEED) debe conservarse durante toda la vida de la planta de GNL y considera entre otros, los aspectos siguientes:

a) La requerida en el título de permiso

b) Filosofía y datos de diseño

c) Estudios de riesgo y diseño de protección

d) Características físicas y químicas del GNL consideradas en el diseño

e) Memoria técnico descriptiva del diseño de las instalaciones de la planta

f) Control de cambios de ingeniería realizados y el estado actual de la instalación

g) Protección contra la corrosión

h) Procedimientos de construcción, inspección, pruebas preoperativas y puesta en marcha

i) Procedimientos de operación y mantenimiento, cierre temporal y definitivo de las instalaciones

j) Plan y programas de capacitación del personal para el diseño, construcción, operación, mantenimiento y seguridad de la planta.

108.6.1.2. Materiales y equipos

Los registros y la documentación de Ingeniería, Suministro de Equipos y Construcción (EPC), debe conservarse mientras los materiales estén dentro de la planta, ya sea en servicio o en el almacén de partes. Dicha documentación debe contener al menos, la descripción y rastreabilidad de los materiales, componentes y equipos comprados para la construcción y pruebas, operación y mantenimiento y seguridad de la planta de GNL, que incluya el certificado del fabricante de cumplimiento con las normas aplicables para cada producto, por ejemplo de manufactura, inspecciones y pruebas.

108.6.1.3. Construcción y pruebas

Los registros y la documentación deberá conservarse al menos cinco años después que concluyó su vigencia y debe considerar, entre otros, lo siguiente:

a) Procedimientos aplicados en campo para la construcción, soldadura, tratamientos térmicos, pruebas e inspecciones que incluyan las normas con las que cumplen

b) Registro de la calificación de aptitud del personal que interviene en los trabajos.

c) Bitácora de las actividades diarias en campo

d) Control de cambios de ingeniería realizados y memoria técnico descriptiva de cómo quedó construida.

e) Registro de los resultados de las inspecciones y pruebas realizadas y de las acciones derivadas de las mismas y los resultados de dichas acciones

f) Procedimiento aplicado para la puesta en marcha de la planta de GNL y bitácora de las actividades diarias

g) Registro de la calificación de aptitud del personal que interviene en los trabajos de puesta en marcha.

h) Memoria técnico descriptiva del proceso y de las condiciones finales de la fase de puesta en marcha de la planta de GNL.

108.6.1.4. Operación y Mantenimiento

Los registros y la documentación de operación y mantenimiento se deberán conservar al menos cinco años y deben considerar principalmente, sin limitarse, los aspectos siguientes:

a) Procedimientos aplicados y bitácora de la operación diaria de la planta, incluyendo el registro de condiciones normales, anormales y de emergencia; de las acciones derivadas y de los resultados
de dichas acciones.

b) Registro de la calificación de aptitud del personal que desempeña los trabajos de operación y mantenimiento.

c) Procedimientos de mantenimiento aplicados y bitácora de las actividades diarias de mantenimiento, incluyendo el registro de las inspecciones rutinarias de la instalación.

d) Registro de los trabajos de mantenimiento realizados en cada uno de los componentes de la planta de GNL que incluya tanto el mantenimiento preventivo como correctivo.

e) Mapas que muestren la ubicación de los componentes con protección contra la corrosión atmosférica, externa e interna y de la protección catódica y el registro del mantenimiento de estos sistemas.

f) Registros de las inspecciones, pruebas y verificaciones que se hayan realizado en las instalaciones.

108.6.1.5. Seguridad y capacitación

a) Los registros y la documentación de seguridad debe conservarse actualizada durante la vida de la planta 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.

b) 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 planta de GNL a dicha persona.

c) Evidencia de la capacitación y entrenamiento recibido y concluido satisfactoriamente por cada persona para el trabajo asignado de operación y mantenimiento. bajo condiciones normales, anormales y de emergencia.

d) Planes de capacitación y entrenamiento para refrescar los conocimientos recibidos y para trabajos nuevos.

e) Registros de todos los eventos o incidentes en los cuales han habido riesgos para el personal y las instalaciones y las acciones que se tomaron para corregir las condiciones que las propiciaron.

108.6.1.6. La UV o, a falta de ésta, la empresa autorizada por la Comisión debe recabar la documentación, que de manera enunciativa mas no limitativa, se menciona a continuación:

a) Título de permiso y sus anexos;

b) La información especificada en la Norma;

c) Las NOM que debe cumplir la planta de GNL

d) Las prácticas internacionalmente reconocidas que se deben aplicar para verificar los aspectos no previstos en la documentación anterior.

e) Documentación de la tecnología propuesta por el permisionario y aprobada por la Comisión para ser aplicada en la planta de GNL.

f) Los manuales, planes, procedimientos que se mencionan en la Norma, y

g) Los diagramas de flujo y planos de ingeniería que forman parte integral del proyecto en sus diferentes etapas: diseño, construcción, pruebas, operación y mantenimiento y seguridad.

h) Los registros requeridos por la NOM.

108.6.2. Verificación en campo de las instalaciones de GNL para evaluar el cumplimiento de dichas instalaciones con la información documental aprobada en el paso anterior. El informe de la auditoría debe tener evidencias objetivas de las inspecciones, mediciones, pruebas y otros medios que se aplicaron para realizar la verificación en campo. Los principales aspectos que se deben inspeccionar en la verificación en campo son, entre otros, los siguientes:

a) En la etapa de diseño; que el diseño y capacidad del área de retención y del sistema de drenaje, y la ubicación de la primera, sean las adecuadas para minimizar la posibilidad de que descargas accidentales de los recipientes de GNL pongan en peligro propiedades vecinas o equipo de proceso y estructuras importantes dentro de la planta de GNL o que lleguen a vías de agua; que los contenedores para el almacenamiento del GNL, ya sean de metal o de concreto y, los vaporizadores, hayan sido diseñados según la normativa aplicable; que el equipo eléctrico haya sido especificado en concordancia con la NOM-001-SEDE-1999 o la que la sustituya.

b) En la etapa de materiales y equipos; que los materiales y equipos empleados en la construcción, fabricación, o montaje, de los contenedores para el almacenamiento del GNL, ya sean de metal o de concreto y, de los vaporizadores, hayan sido seleccionados según la normativa aplicable.

c) En la etapa de construcción y pruebas; que los contenedores para el almacenamiento del GNL, ya sean de metal o de concreto, los vaporizadores, los sistemas de tuberías y sus componentes, hayan sido inspeccionados y probados según la normativa aplicable; que el equipo eléctrico haya sido instalado en concordancia con la NOM-001-SEDE-1999 o la que la sustituya.

d) En la etapa de operación y mantenimiento; que el operador de la planta haya llevado a cabo las inspecciones periódicas, pruebas, o ambas, como sea requerido para cada componente y su sistema de soporte en servicio en la planta, en concordancia con las prácticas de ingeniería generalmente aceptadas, tan a menudo como sea necesario para asegurar sus buenas condiciones operativas.

109. Bibliografía

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 Norma.

109.1. Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

109.2. Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

109.3. Reglamento de Gas Natural.

109.4. NFPA 59A Standard for the Production, Storage and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG) 2001 Edition.

109.5. 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).

109.6. DNV-OS-F101 (Offshore Standard), Submarine Pipeline Systems 2000. Det Norske Veritas (DNV) ha autorizado a la Comisión Reguladora de Energía incorporar las secciones correspondientes del código DNV-OS-F101 en la sección 107 del proyecto de NOM-013-SECRE-2003, Relativa al diseño de gasoductos submarinos.

109.7. EN 1160 Installation and equipment for liquefied natural gas.- General characteristics of liquefied natural gas.

109.8. PrEN 1474 Installation and equipment for liquefied natural gas.- Design and testing of loading/unloading arms.

109.9. PrEN 1532 Installation and equipment for liquefied natural gas-Ship to shore interface for liquefied natural gas.

109.10. ASTM E 380 Standard practice for the use of the International System of Units (SI).

109.11. GRI 0242 LNG vapor dispersion prediction with the DEGADIS Dense Gas Dispersion Model.

109.12. GRI 0176 LNGFIRE: A thermal radiation model for LNG fires.

109.13. ASME Boiler and Pressure Vessel Code Section VIII.

109.14. API 620 Design and Construction of Large, Welded, Low-Pressure Storage Tanks.

109.15. ASME B 31.3 Process Piping.

109.16. ASME B 31.5 Refrigeration Piping.

109.17. ASME B 31.8 Gas Transmission and Distribution Piping Systems.

109.18. API 6D, Specification for Pipeline Valves.

109.19. NACE RP 0169 Control of External Corrosion of Underground or Submerged Metallic Piping Systems.

109.20. NFPA 70 National Electrical Code.

109.21. NFPA 600 Standard on Industrial Fire Brigades.

109.22. NFPA 78 National Fire Alarm Code.

109.23. NFPA 1221 Standard for the Installation, Maintenance and Use of Emergency Services Communications Systems.

109.24. NFPA 10-Standard for Portable Fire Extinguishers.

109.25. ANSI/NFPA 72. National Fire Alarm Code.

109.26. Bibliografía para la Parte 2. Plantas de GNL costa afuera.

109.26.1. American Petroleum Institute (API).

109.26.1.1. API RP 14C Recommended Practice for Analysis, Design, Installation and Testing of Basic Surface Safety Systems for Offshore Petroleum Platforms.

109.26.1.2. API RP 14E Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems.

109.26.1.3. API RP 14F Recommended Practice for Design and Installation of Electrical Systems for Fixed and Floating Offshore Petroleum Facilities.

109.26.1.4. API RP 14G Recommended Practice for Fire Prevention and Control on Open Type Offshore Production Platforms.

109.26.1.5. API RP 14J Recommended Practice for Design and Hazards Analysis for Offshore Production Facilities.

109.26.1.6. API RP 500 Recommended Practice for the Classification of Areas for Electrical Locations at Petroleum Facilities.

109.26.1.7. API RP 1111 Design, Construction, Operation, and Maintenance of Offshore Hydrocarbon Pipelines.

109.26.2. Lloyd's Register.

109.26.2.1. Rpt. No: GN/02015 Classification of Offshore LNG Production & Storage Installations-Guidance notes.

109.26.3. American Bureau of Shipping (ABS).

109.26.3.1. Guidance Notes on Building and Classing Offshore LNG Terminals.

109.26.3.2. Rules for Building and Classing Steel Vessels, Part 5, Chapter 8 Vessels Intended to Carry Liquefied Gases in Bulk.

109.26.4. International Maritime Organization (IMO).

109.26.4.1 IMO Gas Code. International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk, and amendments.

109.26.5. International Standards Organization (ISO).

109.26.5.1. EN-ISO 13819-1 Petroleum and Natural Gas Industries-Offshore Structures, Part 1: General Requirements.

109.26.5.2. EN-ISO 13819-3 Petroleum and Natural Gas Industries-Offshore Structures, Part 3: Fixed Concrete Structures.

109.26.6. Norwegian Standard.

109.26.6.1. NS 3473 Concrete Structures, Design Rules.

110. 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.

111. 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 28 de agosto de 2003.- El Comisionado y Presidente del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural y de Gas Licuado de Petróleo por Medio de Ductos, **Raúl Monteforte**.- Rúbrica.

SECRETARIA DE SALUD

DECRETO por el que se reforma el Reglamento de Insumos para la Salud y el Reglamento de la Ley de la Propiedad Industrial.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Presidencia de la República.

VICENTE FOX QUESADA, Presidente de los Estados Unidos Mexicanos, en ejercicio de la facultad que me confiere el artículo 89, fracción I, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, y con fundamento en los artículos 34 y 39 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 60, 194, 194 *bis*, 197, 198, 200, 200 *bis*, 204, 210, 221 a 268, 286 *bis,* 288 a 295, 301 *bis*, 368 a 379 y 422 de la Ley General de Salud, así como 2o., fracción VI; 6, fracciones I y V; 63 y 213, fracción I, de la Ley de la Propiedad Industrial, he tenido a bien expedir el siguiente

DECRETO

ARTÍCULO PRIMERO.- Se adiciona una fracción IV al artículo 167 y se adiciona un artículo 167 *bis* al Reglamento de Insumos para la Salud, para quedar como sigue:

"Artículo 167. …

I. a III. …

IV. Lo señalado en el artículo 167-*bis* de este Reglamento

…

Artículo 167-*bis*. El solicitante del registro de un medicamento alopático deberá anexar a la solicitud la documentación que demuestre que es el titular de la patente de la sustancia o ingrediente activo o que cuenta con la licencia correspondiente, ambas inscritas en el Instituto Mexicano de la Propiedad Industrial.

Alternativamente, y de acuerdo con el listado de productos establecidos en el artículo 47 bis del Reglamento de la Ley de la Propiedad Industrial, podrá manifestar, bajo protesta de decir verdad, que cumple con las disposiciones aplicables en materia de patentes respecto a la sustancia o ingrediente activo objeto de la solicitud. En este supuesto, la Secretaría pedirá de inmediato la cooperación técnica del Instituto Mexicano de la Propiedad Industrial para que, dentro del ámbito de su competencia, éste determine a más tardar dentro de los diez días hábiles posteriores a la recepción de la petición, si se invaden derechos de patente vigentes. En caso de que el Instituto Mexicano de la Propiedad Industrial concluya que existen patentes vigentes sobre la sustancia o ingrediente activo de las que el solicitante no sea titular o licenciatario, lo informará a la Secretaría para que ésta prevenga al solicitante con el objeto de que demuestre que es titular de la patente o que cuenta con la licencia respectiva, dentro del plazo que determine la Secretaría y que no podrá ser menor a cinco días hábiles contados a partir de que haya surtido efectos la notificación. En el supuesto de que el solicitante no subsane la omisión, la Secretaría desechará la solicitud e informará al solicitante los motivos de esta determinación para que, en su caso, los dirima ante la autoridad competente. La falta de respuesta del Instituto Mexicano de la Propiedad Industrial dentro del plazo señalado se entenderá en sentido favorable al solicitante.

Sin perjuicio de lo establecido en los dos párrafos anteriores, se podrá solicitar el registro de un genérico respecto de un medicamento cuya sustancia o ingrediente activo esté protegida por una patente, con el fin de realizar los estudios, pruebas y producción experimental correspondientes, dentro de los tres años anteriores al vencimiento de la patente. En este caso, el registro sanitario se otorgará solamente al concluir la vigencia de la patente.

La información a que se refieren los artículos 167 y 167 bis de este Reglamento que tenga el carácter de confidencial o reservada de conformidad con lo establecido en los tratados internacionales de los que México sea parte y con las demás disposiciones legales aplicables, estará protegida contra toda divulgación a otros particulares.**"**

ARTÍCULO SEGUNDO.- Se adiciona el artículo 47 bis al Reglamento de la Ley de la Propiedad Industrial, para quedar como sigue.

"Artículo 47 bis. Tratándose de patentes otorgadas a medicamentos alopáticos, el Instituto publicará en la Gaceta, y pondrá a disposición del público un listado de productos que deban ser objeto de protección industrial de acuerdo con la sustancia o ingrediente activo, el cual precisará la vigencia de la patente respectiva.

Este listado contendrá la correspondencia entre la denominación genérica e identidad farmacéutica de la sustancia o ingrediente activo y su nomenclatura o forma de identificación en la patente, la cual deberá realizarse conforme al nombre reconocido internacionalmente.

El listado a que se refiere este artículo no contendrá patentes que protejan procesos de producción o de formulación de medicamentos.

En caso de existir controversia respecto de la titularidad de la patente de la sustancia o principio activo, los interesados podrán someterse, de común acuerdo, a un arbitraje, en los términos de la legislación mercantil.**"**

TRANSITORIOS

Primero. El presente Decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el **Diario Oficial de la Federación**.

Segundo. El Instituto Mexicano de la Propiedad Industrial expedirá en un plazo de sesenta días naturales las disposiciones relativas a la integración, funcionamiento y actualización del listado a que se refiere el artículo 47-*bis* del Reglamento de la Ley de la Propiedad Industrial que se adiciona conforme a este Decreto, así como los formatos de consulta aplicables. Para este efecto el Instituto tomará en consideración la opinión de la Cámara Nacional de la Industria Farmacéutica.

Dado en la residencia del Poder Ejecutivo Federal, en la Ciudad de México, Distrito Federal, a los quince días del mes de septiembre de dos mil tres.- **Vicente Fox Quesada**.- Rúbrica.- El Secretario de Economía, **Fernando Canales Clariond**.- Rúbrica.- El Secretario de Salud, **Julio Frenk Mora**.- Rúbrica.

NORMA Oficial Mexicana NOM-039-SSA2-2002, Para la prevención y control de las infecciones de transmisión sexual.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Secretaría de Salud.

NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-039-SSA2-2002, PARA LA PREVENCION Y CONTROL DE LAS INFECCIONES DE TRANSMISION SEXUAL.

ROBERTO TAPIA CONYER, Presidente del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Prevención y Control de Enfermedades, con fundamento en los artículos 39 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 4o. de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 3o. fracción XV, 13 apartado A), fracción I, 133 fracción I, 134 fracción VIII, 137, 138, 139 y 140 de la Ley General de Salud; 38 fracción II, 40 fracción XI, 41, 43 y 47 fracción IV de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 28 y 34 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y 7 fracciones V, XVI y XIX, y 39 fracciones II, III y XIII del Reglamento Interior de la Secretaría de Salud, y

CONSIDERANDO

Que con fecha 5 de octubre de 2000, en cumplimiento a lo previsto en el artículo 46 fracción I de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, el Subcomité de Vigilancia Epidemiológica presentó al Comité Consultivo Nacional de Normalización de Prevención y Control de Enfermedades, el anteproyecto de la presente Norma Oficial Mexicana.

Que con fecha 11 de mayo de 2001, en cumplimiento del acuerdo del Comité y lo previsto en el artículo 47 fracción I de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, se publicó en el **Diario Oficial de la Federación** el Proyecto de Norma, a efecto de que dentro de los siguientes sesenta días naturales posteriores a dicha publicación, los interesados presentaran sus comentarios al Comité Consultivo Nacional de Normalización de Prevención y Control de Enfermedades.

Que con fecha previa, fueron publicadas en el **Diario Oficial de la Federación** las respuestas a los comentarios recibidos por el mencionado Comité, en los términos del artículo 47 fracción III de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

Que en atención a las anteriores consideraciones, contando con la aprobación del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Prevención y Control de Enfermedades, se expide la siguiente:

NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-039-SSA2-2002, PARA LA PREVENCION Y CONTROL DE LAS INFECCIONES DE TRANSMISION SEXUAL

PREFACIO

En la elaboración de esta Norma Oficial Mexicana participaron las siguientes unidades administrativas e instituciones:

SECRETARIA DE SALUD
Centro Nacional de Vigilancia Epidemiológica
Centro Nacional para la Prevención y Control del VIH/SIDA
Dirección General de Calidad y Educación en Salud
Dirección General de Promoción de la Salud
Dirección General de Salud Reproductiva
Dirección General de Epidemiología
Instituto de Diagnóstico y Referencia Epidemiológicos
Coordinación General de los Institutos Nacionales de Salud

SECRETARIA DE SALUD DEL ESTADO DE TLAXCALA

SECRETARIA DE SALUD DEL ESTADO DE VERACRUZ

SECRETARIA DE SALUD DEL ESTADO DE BAJA CALIFORNIA

SECRETARIA DE SALUD DEL DISTRITO FEDERAL

SECRETARIA DE SALUD DEL ESTADO DE HIDALGO

SECRETARIA DE SALUD DEL ESTADO DE DURANGO

SECRETARIA DE SALUD DEL ESTADO DE GUANAJUATO

SECRETARIA DE EDUCACION PUBLICA
Dirección General de Materiales y Métodos Educativos

SECRETARIA DE MARINA

SECRETARIA DE LA DEFENSA NACIONAL
Dirección General de Sanidad

INSTITUTO DE SEGURIDAD Y SERVICIOS SOCIALES DE LOS TRABAJADORES DEL ESTADO

INSTITUTO MEXICANO DEL SEGURO SOCIAL
Coordinación General del Programa IMSS-Oportunidades

PETROLEOS MEXICANOS

CONSEJO NACIONAL DE POBLACION

COLEGIO DE MEXICO

PROGRAMA NACIONAL MUJER Y SALUD

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

CENTRO DE ORIENTACION PARA ADOLESCENTES

AMIGOS CONTRA EL SIDA, A.C.

INSTITUTO MEXICANO DE INVESTIGACION EN FAMILIA Y POBLACION, A.C.

GRUPO "7 ECOLOGIA", A.C.

CENTRO DE ORIENTACION PARA ADOLESCENTES, A.C.

SALUD INTEGRAL PARA LA MUJER, A.C.

COLECTIVO SOL

FUNDACION MEXICANA PARA LA LUCHA CONTRA EL SIDA, A.C.

ASOCIACION MEXICANA DE EDUCACION SEXUAL, A.C.

ASOCIACION MEXICANA DE HOSPITALES, A.C.

FEDERACION MEXICANA DE EDUCACION SEXUAL Y SEXOLOGIA, A.C.

FUNDACION DIAR'Q, A.C.

COMPAÑEROS EN AYUDA VOLUNTARIA EDUCATIVA, A.C.

SALUD INTEGRAL PARA LA MUJER, A.C.

SISTEMA NACIONAL DE PROMOCION Y CAPACITACION EN SALUD SEXUAL, A.C.

INICIATIVA MEXICANA PARA LA DISTRIBUCION DEL CONDON FEMENINO, A.C.

LETRA “S”, SALUD, SEXUALIDAD, SIDA, A.C.

INDICE

0. Introducción
1. Objetivo y campo de aplicación
2. Referencias
3. Definiciones, símbolos y abreviaturas
4. Clasificación
5. Especificaciones
6. En materia de vigilancia epidemiológica

7. Investigación

8. Concordancia con normas internacionales y mexicanas

9. Bibliografía

10. Observancia de la norma

11. Vigencia

0. Introducción

La Organización Mundial de la Salud recomienda como estrategia fundamental para la prevención y control del VIH/SIDA el diagnóstico oportuno, tratamiento adecuado y prevención de las infecciones de transmisión sexual (ITS).

Las ITS son causa de enfermedad aguda, crónica, infertilidad y muerte, con graves consecuencias médicas, sociales, económicas y psicológicas, para millones de mujeres, hombres, niñas y niños. El impacto de estas infecciones es magnificado por su potencial para facilitar la propagación de la infección por el VIH.

Las ITS son un problema de salud pública a nivel mundial, los países en vías de desarrollo son los que se ven más afectados, ya que 85% de su población es sexualmente activa, por lo que aumenta el riesgo de contraer estas infecciones.

Las ITS representan un grave problema de salud sexual y reproductiva, no sólo al interior de los grupos de población con prácticas de riesgo, sino también en aquellas personas de la población general que llegan a exponerse al contagio inadvertido con parejas ya infectadas pertenecientes a grupos con prácticas de riesgo para adquirir y transmitir estas infecciones, a través de contactos sexuales sin protección.

En México, las ITS ocupan uno de los cinco primeros lugares de demanda de consulta en el primer nivel de atención médica y se ubican entre las diez primeras causas de morbilidad general en el grupo de 15 a 44 años de edad, con un efecto diferencial para la vida y el ejercicio de la sexualidad de mujeres y hombres.

1. Objetivo y campo de aplicación

1.1 Esta Norma Oficial Mexicana tiene por objeto establecer y uniformar los procedimientos y criterios de operación de los componentes del Sistema Nacional de Salud, para la prevención y el control de las ITS.

1.2 Esta Norma Oficial Mexicana es de observancia obligatoria en todo el territorio nacional para el personal médico y paramédico de los sectores público, social y privado que preste servicios relacionados con la prevención, tratamiento y control de las infecciones de transmisión sexual.

2. Referencias

Para la aplicación correcta de esta Norma Oficial Mexicana, deben consultarse las siguientes:

2.1 NOM-010-SSA2-1993, Para la prevención y control de la Infección por Virus de la Inmunodeficiencia Humana.

2.2 NOM-017-SSA2-1994, Para la vigilancia epidemiológica.

2.3 NOM-168-SSA1-1998, Del expediente clínico.

2.4 NOM-166-SSA1-1997, Para la organización y funcionamiento de los laboratorios clínicos.

3. Definiciones, símbolos y abreviaturas

3.1 Para efectos de esta Norma Oficial Mexicana se entiende por:

3.1.1 Caso índice, a la persona infectada por ITS a partir de la cual se infectan otras personas.

3.1.2 Caso sospechoso. El o la paciente que tenga signos y síntomas en genitales o sistémicos probables de una ITS.

3.1.3 Caso confirmado. El o la paciente quien con síntomas y signos en genitales se aísle por cultivo, serología, inmunoflorescencia, biopsia o técnica de biología molecular un microorganismo asociado a ITS.

3.1.4 Condiciones de riesgo, a cualquier actividad en la que exista contacto con mucosas, tejidos, secreciones o líquidos potencialmente infectantes.

3.1.5 Contagio, a la transmisión de una ITS por contacto directo o indirecto.

3.1.6 Control, a la aplicación de medidas para la disminución de la incidencia, en casos de enfermedad.

3.1.7 Impronta, a la toma de muestra directa de la lesión mediante el uso de un portaobjetos.

3.1.8 Paciente, al hombre o mujer usuario de servicios de atención médica infectado, asintomático o enfermo por una ITS.

3.1.9 Portador. Toda persona que alberga al agente infeccioso de una ITS en ausencia de enfermedad clínica aparente y en quien se demuestre por cultivo, serología, inmunoflorescencia, biopsia o técnica de biología molecular un microorganismo asociado a ITS.

3.1.10 Poblaciones vulnerables, grupos de personas frente a los potenciales daños de salud o amenazas a la satisfacción de sus necesidades básicas, y respecto sus derechos humanos, en razón de menores recursos económicos, sociales y legales (migrantes, personas pobres, algunos grupos de mujeres y hombres, las minorías sexuales, personas con nivel educativo y otros grupos que viven al margen del sistema).

3.1.11 Práctica sexual protegida, a aquella en la cual se utiliza correctamente una barrera mecánica, como el condón de látex (masculino) o de poliuretano (femenino), para evitar el intercambio de secreciones sexuales o de sangre.

3.1.12 Práctica sexual segura, a aquella en la cual no existen ni penetración ni traspaso de secreciones sexuales (líquido pre-eyaculatorio, semen y secreción vaginal) o de sangre.

3.1.13 Prácticas sexuales de riesgo, a las actividades en las que existe penetración y/o contacto pene-ano, pene-vagina, pene-boca, pene-mano-boca, pene-boca-vagina, mano-ano-boca, mano-ano-vagina; o con objetos contaminados con secreciones sexuales o sangre utilizados durante la relación sexual, sin el uso correcto y sistemático de una barrera mecánica, para evitar el intercambio de secreciones o líquidos potencialmente infectantes.

3.1.14 Pruebas de detección, a las de laboratorio utilizadas de manera individual o grupal para la identificación etiológica de las ITS.

3.1.15 Papanicolaou, método de tinción para demostrar células exfoliadas anormales pre-malignas y malignas.

3.2 Símbolos y abreviaturas.

Los significados de los símbolos y las abreviaturas utilizados en esta Norma Oficial Mexicana, son los siguientes:

3.2.1 CDC: Centros de Control de Enfermedades de los Estados Unidos de Norteamérica (Centers for Disease Control and Prevention USA).

3.2.2 CMCP: Cervicitis mucopurulenta.

3.2.3 CENSIDA: Centro Nacional para la Prevención y Control del VIH/SIDA.

3.2.4 ELISA: Ensayo inmunoabsorbente ligado a enzimas (Enzyme-linked immunosorbent assay).

3.2.5 EPI: Enfermedad pélvica inflamatoria.

3.2.6 FTA-ABS: Anticuerpos anti-treponema marcados con fluoresceína absorbidos (Fluoresceine Treponema Antibodies).

3.2.7 IF: Inmunofluorescencia.

3.2.8 IM: Intramuscular.

3.2.9 ITS: Infección de transmisión sexual.

3.2.10 IV: Intravenoso.

3.2.11 LGV: Linfogranuloma venéreo.

3.2.12 MHA-TP: Prueba de microhemoaglutinación para *Treponema pallidum*.

3.2.13 NOM: Norma Oficial Mexicana.

3.2.14 OMS: Organización Mundial de la Salud.

3.2.15 ONUSIDA: Programa Mundial Conjunto de las Naciones Unidas para VIH/SIDA.

3.2.16 OPS: Organización Panamericana de la Salud.

3.2.17 PCR: Reacción de la polimerasa en cadena (Polimerase chain reaction).

3.2.18 LCR: Reacción de ligasa en cadena (Link Chain Reaction).

3.2.19 RPR: Investigación de proteínas reagínicas (Rapid plasma reagin).

3.2.20 SIDA: Síndrome de Inmunodeficiencia Adquirida.

3.2.21 UG: Uretritis gonocócica.

3.2.22 UI: Unidades internacionales.

3.2.23 UNG: Uretritis no gonocócica.

3.2.24 VB: Vaginosis bacteriana.

3.2.25 VDRL: Laboratorio de Investigación de Enfermedades Venéreas (Veneral Disease Research Laboratory).

3.2.26 VHA: Virus de Hepatitis A.

3.2.27 VHB: Virus de Hepatitis B.

3.2.28 VHS: Virus del *Herpes simplex*.

3.2.29 VIH: Virus de la Inmunodeficiencia Humana, incluye al VIH-1 y al VIH-2.

3.2.30 VO: Vía oral.

3.2.31 VPH: Virus del papiloma humano.

3.2.32 Wb: Western blot.

3.2.33 gr.: Gramos.

3.2.34 Kg.: Kilogramos.

3.2.35 KOH: Hidróxido de potasio.

3.2.36 mg: Miligramos.

3.2.37 pH: Potencial de hidrógeno.

4. Clasificación

4.1 Para fines de registro y vigilancia epidemiológica se debe utilizar la Clasificación Estadística Internacional de Enfermedades y Problemas Relacionados con la Salud. Décima Revisión. Vol. 1. OPS/OMS 1995.

4.1.1 Las infecciones con modo de transmisión predominantemente sexual (A50-A64).

Excluye:	enfermedad de Reiter (MO2.3)
	enfermedad por virus de la inmunodeficiencia humana [VIH] (B20-B24)
	uretritis no específica y la no gonocócica (N34.1)
A50	Sífilis congénita
A50.0	Sífilis congénita precoz, sintomática
A50.1	Sífilis congénita precoz, latente
A50.2	Sífilis congénita precoz, sin otra especificación
A50.3	Oculopatía sifilítica congénita tardía
A50.4	Neurosífilis congénita tardía [neurosífilis juvenil]
A50.5	Otras formas de sífilis tardía, sintomática
A50.6	Sífilis congénita tardía, latente
A50.7	Sífilis congénita tardía, sin otra especificación
A50.9	Sífilis congénita, sin otra especificación
A51	Sífilis precoz
A51.0	Sífilis genital primaria
A51.1	Sífilis primaria anal
A51.2	Sífilis primaria en otros sitios
A51.3	Sífilis secundaria de piel y membranas mucosas
A51.4	Otras sífilis secundarias
A51.5	Sífilis precoz, latente

A51.9	Sífilis precoz, sin otra especificación
A52	Sífilis tardía
A52.0	Sífilis cardiovascular
A52.1	Neurosífilis sintomática
A52.2	Neurosífilis asintomática
A52.3	Neurosífilis no especificada
A52.7	Otras sífilis tardías sintomáticas
A52.8	Sífilis tardía, latente
A52.9	Sífilis tardía, no especificada
A53	Otras sífilis y las no especificadas
A53.0	Sífilis latente, no especificada como precoz o tardía
A53.1	Sífilis, no especificada
A54	Infección gonocócica
A54.0	Infección gonocócica del tracto genitourinario inferior sin absceso periuretral o de glándula accesoria
A54.1	Infección gonocócica del tracto genitourinario inferior con absceso periuretral y de glándulas accesorias
A54.2	Pelviperitonitis gonocócica y otras infecciones gonocócicas genitourinarias
A54.3	Infección gonocócica del ojo
A54.4	Infección gonocócica del sistema osteomuscular
A54.5	Faringitis gonocócica
A54.6	Infección gonocócica del ano y del recto
A54.7	Otras infecciones gonocócicas
A54.8	Infección gonocócica no especificada
A55	Linfogranuloma (venéreo) por clamidias
A56	Otras enfermedades de transmisión sexual debidas a clamidias
A56.0	Infección del tracto genitourinario inferior debida a clamidias
A56.1	Infección del pelviperitoneo y otros órganos genitourinarios debida a clamidias
A56.2	Infecciones del tracto genitourinario inferior debidas a clamidias, sin otra especificación
A56.3	Infección del ano y del recto debida a clamidias
A56.4	Infección de faringe debida a clamidias
A56.5	Infección de transmisión sexual de otros sitios debida a clamidias
A57	Chancro blando
A58	Granuloma inguinal
A59	Tricomoniasis
A59.0	Tricomoniasis urogenital
A59.1	Tricomoniasis de otros sitios
A59.2	Tricomoniasis, no especificada
A60	Infección anogenital debida a virus del herpes [*herpes simple*]
A60.0	Infección de genitales y trayecto urogenital debida a virus del herpes [*herpes simple*]
A60.1	Infección de la piel perianal y recto por virus de herpes simple
A60.2	Infección anogenital por virus del herpes simple, sin otra especificación
A61	Otras enfermedades de transmisión predominantemente sexual, no clasificadas en otra parte
A62	Verrugas (venéreas) anogenitales

A63 Otras enfermedades de transmisión predominantemente sexual, especificadas

A64 Enfermedad de transmisión sexual no especificada

4.2 Para fines de aplicación clínica, se debe utilizar la clasificación de los CDC, publicada en el MMWR Enero 23, 1997/Vol. 47/No. RR-1 la cual clasifica genéricamente a las ITS en:

4.2.1 Enfermedades caracterizadas inicialmente por úlceras genitales.

4.2.1.1 Chancroide.

4.2.1.2 Infección genital por Virus de *Herpes simplex*.

4.2.1.3 Granuloma Inguinal.

4.2.1.4 Linfogranuloma venéreo.

4.2.1.5 Sífilis.

4.2.2 Enfermedades caracterizadas por uretritis y cervicitis.

4.2.2.1 Uretritis gonocócica.

4.2.2.2 Uretritis no gonocócica.

4.2.2.2.1 Cervicitis mucopurulenta.

4.2.2.2.2 Infección por *Chlamydia trachomatis*.

4.2.2.2.3 Infección por *Ureaplasma urealyticum* y *Mycoplasma hominis*.

4.2.3 Enfermedades caracterizadas por flujo vaginal.

4.2.3.1 La etiología de la vaginosis bacteriana y la candidiasis urogenital no están consideradas como ITS; sin embargo, por ser las causas más frecuentes de flujo vaginal que requieren de tratamiento médico, se incluyen en este apartado. Pueden ser indicadoras de otros problemas de salud y sólo en algunos casos de vaginosis bacteriana se establece la transmisión sexual.

4.2.3.2 Tricomoniasis.

4.2.4 Enfermedad pélvica inflamatoria (EPI).

4.2.5 Infección por el virus del papiloma humano (VPH).

4.3 ITS prevenibles por vacunación.

4.3.1 Virus de la hepatitis A (VHA).

4.3.2 Virus de la hepatitis B (VHB).

4.4 Ectoparásitos.

4.4.1 Escabiasis.

4.4.2 Amibiasis genital.

4.4.3 Pediculosis pubis.

5. Especificaciones

5.1 Promoción de la salud.

5.1.1 Todas las unidades de salud deben realizar acciones de promoción de la salud tendientes a informar a la población sobre la magnitud y trascendencia en la salud de las ITS.

5.1.2 En materia de educación para la salud, el personal de salud debe:

5.1.2.1 Realizar programas educativos para informar sobre las ITS, sus mecanismos de transmisión, diagnóstico y tratamiento a la población en general.

5.1.2.2 Realizar programas educativos para orientar y capacitar sobre las ITS, sus mecanismos de transmisión, diagnóstico y tratamiento al personal médico y paramédico.

5.1.3 En materia de participación social, el personal de salud debe:

5.1.3.1 Promover la participación de la población, las autoridades locales, las instituciones públicas y del sector social y privado para estimular la adopción de estilos saludables como: mecanismos de transmisión de las ITS, diagnóstico, tratamiento oportuno y su prevención.

5.1.4 En materia de comunicación educativa el personal de salud debe:

5.1.4.1 Promover la vinculación y participación de los profesionales de la comunicación para que junto con los diversos medios de comunicación asuman el compromiso de informar en forma permanente a la población en general sobre el tema de ITS, su mecanismo de transmisión y las alternativas de prevención y control precisadas en esta norma oficial.

5.2 Medidas de prevención.

5.2.1 Prevención primaria.

5.2.1.1 La prevención de las ITS se debe llevar a cabo en toda la población, tomando en consideración los medios de transmisión de estas infecciones, además de llevar a cabo acciones más específicas
y frecuentes dirigidas a la población en general y, en particular, a poblaciones con prácticas sexuales de riesgo o vulnerables.

5.2.1.2 Reducir la incidencia de la enfermedad a través de la educación integral: sexual, reproductiva y promoción de la salud, orientando sus actividades a aumentar autorresponsabilidad entre individuos, familias
y grupos sociales, con el propósito de que colaboren activamente en el cuidado de su salud.

5.2.2 La prevención secundaria debe estar dirigida a:

5.2.2.1 Promover servicios de salud públicos y privados para el diagnóstico y tratamiento oportunos que eviten el desarrollo de secuelas de los pacientes con ITS.

5.2.2.2 Proveer servicios accesibles, aceptables y eficaces de asistencia, en los cuales se proporcione consejería, diagnóstico, tratamiento eficaz y oportuno a pacientes sintomáticos, asintomáticos, y a sus parejas sexuales.

5.2.2.3 Prestar servicios de prevención, consejería y asistencia de ITS en el contexto de la atención materno infantil, prenatal, de planificación familiar y detección oportuna de cáncer y en los servicios especializados de VIH/SIDA.

5.2.2.4 Otorgar servicios de apoyo y consejería para pacientes y sus parejas, contactos y familiares tanto durante la fase de diagnóstico como de tratamiento, brindando información accesible, promoviendo la adherencia al tratamiento, y las prácticas sexuales protegidas.

5.3 Medidas de control.

5.3.1 Corroborar el diagnóstico de ITS mediante criterios clínicos, epidemiológicos y de laboratorio.

5.3.2 Para el manejo de las ITS los objetivos deben orientarse a:

5.3.2.1 Establecer un diagnóstico correcto (sindromático y/o etiológico).

5.3.2.1.1 Se debe realizar el diagnóstico sindromático en las unidades del primer nivel de atención médica que no cuenten con un laboratorio en donde se realicen las pruebas de detección para las ITS.

5.3.2.1.2 El diagnóstico etiológico debe utilizarse cuando las unidades de segundo y tercer nivel de atención médica cuenten con un laboratorio que cumpla con los requisitos establecidos en la normatividad específica vigente, en donde se realicen las pruebas de detección para las ITS.

5.3.2.2 Proporcionar un tratamiento específico, eficaz y oportuno, para curar y prevenir las complicaciones asociadas a las ITS.

5.3.2.3 Disminuir el riesgo de transmisión al producto en el caso de mujeres embarazadas y, en su caso, establecer las medidas de seguimiento y atención a productos potencialmente infectados.

5.3.2.4 Tratamiento y notificación de los casos diagnosticados de acuerdo con las disposiciones que se establecen en la NOM-017-SSA2-1994, para la vigilancia epidemiológica.

5.4 Enfermedades que se caracterizan inicialmente por úlceras genitales:

5.4.1 Chancro blando (Chancroide).

5.4.1.1 Caso sospechoso. Todo paciente con úlcera o chancro doloroso en genitales.

5.4.1.2 Caso confirmado. Todo paciente con úlcera o chancro doloroso en genitales en quien se demuestre por cultivo o confirmación de *Haemophilus ducreyi*.

5.4.1.3 El tratamiento de los pacientes con chancro blando debe incluir una de las siguientes alternativas:

5.4.1.3.1 Azitromicina un g VO dosis única;

5.4.1.3.2 Ceftriaxona 250 mg IM en dosis única;

5.4.1.3.3 Ciprofloxacina 500 mg VO dos veces al día por tres días, o

5.4.1.3.4 Eritromicina base 500 mg VO cuatro veces al día por siete días.

5.4.1.3.5 A todos los pacientes con infección por *Haemophilus ducreyi* se les debe realizar una prueba de detección para VIH.

5.4.1.3.6 A todos los pacientes con falla en el tratamiento debe investigarse la coexistencia del virus del *Herpes simplex* 1 y *2*.

5.4.2 Herpes genital.

5.4.2.1 Caso sospechoso. Todo paciente con una o dos vesículas y/o úlceras dolorosas en genitales y con prueba de Tzanck positiva.

5.4.2.2 Caso definitivo. Todo paciente con vesículas y/o úlceras en genitales en quien se demuestre por cultivo, inmunofluorescencia o PCR el *Herpes simplex 1* y *2*.

5.4.2.3 El tratamiento del paciente con herpes genital, en su primer episodio, debe incluir una de las siguientes alternativas:

5.4.2.3.1 Aciclovir 400 mg VO tres veces al día por siete a diez días, o

5.4.2.3.2 Aciclovir 200 mg VO cinco veces al día por siete a diez días.

5.4.2.3.3 Famciclovir 250 mg tres veces al día por 7 a 10 días.

5.4.2.3.4 Valaciclovir 1000 mg VO dos veces al día por siete a diez días.

5.4.2.4 El tratamiento de los pacientes con herpes genital, en su episodio recurrente (más de seis episodios al año), debe ser:

5.4.2.4.1 Aciclovir 400 mg VO tres veces al día por cinco días;

5.4.2.4.2 Aciclovir 200 mg VO cinco veces al día por cinco días;

5.4.2.4.3 Aciclovir 800 mg VO dos veces al día por cinco días, o

5.4.2.4.4 Famciclovir 125 mg dos veces al día por cinco días;

5.4.2.4.5 Valaciclovir 500 mg VO dos veces al día por cinco días.

5.4.2.4.6 Valaciclovir 1 gr una vez al día por 5 días.

5.4.2.5 El tratamiento de los pacientes con herpes genital grave o complicado debe incluir:

5.4.2.5.1 Aciclovir 5-10 mg/kg de peso corporal cada 8 horas IV por dos a 10 días o hasta alcanzar la resolución clínica.

5.4.2.6 El tratamiento de los pacientes con *Herpes simplex* y VIH debe incluir la siguiente alternativa:

5.4.2.6.1 Aciclovir 400 mg VO tres veces al día por 5 a 10 días, o

5.4.2.6.2 Aciclovir 200 mg cinco veces al día por cinco a diez días, o

5.4.2.6.3 Famciclovir 500 mg dos veces al día por cinco a diez días, o

5.4.2.6.4 Valaciclovir un gramo dos veces al día por cinco a diez días.

5.4.2.7 Los cuadros de herpes genital durante el embarazo deben ser tratados con la siguiente alternativa:

5.4.2.7.1 Aciclovir por 200 mg VO cada 6 horas por 10 días.

5.4.2.7.2 Los recién nacidos con evidencia de herpes neonatal deben ser tratados con Aciclovir a dosis de 20 mg/kg IV cada 8 horas por 21 días.

5.4.2.7.3 Cuando existan lesiones por herpes genital debe realizarse la operación cesárea, ya que el riesgo de transmisión durante el parto es de cerca de un 85%.

5.4.2.8 Todos los pacientes con falla al tratamiento de herpes genital debe investigarse la coexistencia de *Haemophilus ducreyi* o *Calymmatobacterium granulomatis*.

5.4.3 Granuloma inguinal.

5.4.3.1 Caso sospechoso. Todo paciente con ulcera dolorosa fácilmente sangrante en genitales.

5.4.3.2 Caso confirmado. Todo paciente con ulcera fácilmente sangrante en genitales en quien se demuestre por biopsia o impronta cuerpos de Donovan.

5.4.3.3 El tratamiento de los pacientes con granuloma inguinal debe mantenerse hasta que todas las lesiones hayan sanado completamente, y debe utilizarse uno de los siguientes esquemas:

5.4.3.3.1 Doxiciclina 100 mg VO cada 12 horas por un mínimo de tres semanas.

5.4.3.3.2 Trimetoprim más sulfametoxasol 160/800 mg VO cada 12 horas por tres semanas.

5.4.3.3.3 Ciprofloxacina 750 mg VO cada 12 horas por un mínimo de tres semanas, o

5.4.3.3.4 Eritromicina base 500 mg VO cada 4 horas por un mínimo de tres semanas.

5.4.3.3.5 Azitromicina un gramo una vez por semana por 3 semanas.

5.4.4 Linfogranuloma venéreo (LGV).

5.4.4.1 Caso sospechoso. Todos los pacientes con úlcera en genitales con linfadenopatía inguinal femoral e inguinal.

5.4.4.2 Caso confirmado. Todos los pacientes con úlcera genital, adenopatía femoral o inguinal en quien se demuestre por serología o fijación de complemento 1 mayor de 64 de *Chlamydia trachomatis* serotipos L1, L2 y L3. La biopsia para establecer el diagnóstico está contraindicada.

5.4.4.3 El tratamiento del linfogranuloma venero debe incluir el siguiente manejo:

5.4.4.3.1 Drenaje por aspiración de los ganglios afectados (bubones) solamente cuando exista inminencia de ruptura.

5.4.4.3.2 Doxiciclina 100 mg VO cada 12 horas por un mínimo de tres semanas, o

5.4.4.3.2 Eritromicina base 500 mg VO cada 6 horas por un mínimo de tres semanas.

5.4.4.3.3 El paciente debe vigilarse clínicamente hasta que los signos y síntomas hayan desaparecido.

5.4.5 Sífilis.

5.4.5.1 La sífilis es una enfermedad con diferentes etapas clínicas por lo que se divide para su manejo en las siguientes formas:

5.4.5.1.1 Sífilis primaria, presencia de una o más úlceras genitales o chancro duro de bordes elevados y bien definidos en el sitio de la inoculación e indolora.

5.4.5.1.2 Sífilis secundaria, se manifiesta por la presencia de exantema cutáneo, condilomas planos en región anogenital y pápulas en palmas y plantas.

5.4.5.1.3 Sífilis latente, ausencia de signos y en el (la) paciente con pruebas serológicas reactivas de VDRL y FTA.

5.4.5.1.4 Sífilis terciaria, etapa tardía de la enfermedad que se caracteriza por el goma sifilítico.

5.4.5.2 El diagnóstico de sífilis depende de la etapa clínica que se encuentre.

5.4.5.2.1 Sífilis primaria. Identificación del T. *Pallidum* en microscopio de campo obscuro, inmunofluorescencia, o identificación del agente en muestras de biopsia.

5.4.5.2.2 Sífilis secundaria, latente y tardía. Se establece por los antecedentes o hallazgos de la exploración física y los exámenes reactivos serológicos (VDRL o RPR) y confirmación por FTA-ABS o confirmación del T. *Pallidum* en biopsia del tejido o líquido sospechoso.

5.4.5.3 El tratamiento de la sífilis debe incluir los siguientes esquemas:

5.4.5.3.1 Sífilis primaria y secundaria; penicilina G benzatínica 2.4 millones de UI IM en una sola dosis.

5.4.5.3.2 Sífilis latente temprana; penicilina G benzatínica 2.4 millones de UI IM, dosis única.

5.4.5.3.3 Sífilis latente tardía; penicilina G benzatínica 7.2 millones de UI IM, dividida en 3 dosis de 2.4 millones con intervalos de una semana.

5.4.5.3.4 Sífilis terciaria; penicilina G benzatínica 7.2 millones de UI IM dividida en 3 dosis de 2.4 millones con intervalos de una semana.

5.4.5.3.5 Neurosífilis; penicilina G sódica cristalina de 3 a 4 millones de UI IV cada 4 horas por 10 a 14 días o penicilina procaínica 2.4 millones de UI IM diarias más probenecid 500 mg VO cada 6 horas, ambos por 10 a 14 días.

5.4.5.3.6 En caso de existir coinfección con VIH, el tratamiento debe incluir penicilina G benzatínica 7.2 millones de UI IM en total, dividida en tres dosis de 2.4 millones con intervalos de una semana.

5.4.5.3.7 Como tratamiento alternativo y en caso de alergia a la penicilina, debe utilizarse doxiciclina 100 mg VO cada 12 horas por cuatro semanas, o tetraciclina 500 mg VO cada 6 horas por dos semanas, o eritromicina base 500 mg VO cada 6 horas por dos semanas.

5.4.5.3.8 En caso de coinfectados por VIH y sífilis con alergia a penicilina, se debe desensibilizar al paciente y tratarse con penicilina.

5.4.5.4 El seguimiento de los pacientes con sífilis primaria y secundaria debe hacerse con pruebas serológicas cuantitativas a los tres, seis y doce meses. En los pacientes con coinfección de VIH, el seguimiento serológico debe hacerse a los tres, seis, nueve, doce y veinticuatro meses.

5.4.5.5 Toda mujer embarazada se le debe realizar la prueba de VDRL o RPR e IF para *Treponema pallidum* durante la primera visita prenatal, independientemente del trimestre de la gestación en que se encuentre, y posterior al parto. El personal de salud no debe dar de alta a ninguna mujer posterior al parto sin que se le haya realizado la prueba de VDRL o RPR.

5.4.5.6 Toda mujer embarazada con sífilis se debe realizar la prueba de detección para VIH, previa consejería y consentimiento informado por escrito. En caso de resultar positiva la prueba de VIH, se les debe canalizar al servicio especializado que ofrezca tratamiento preventivo de transmisión perinatal del VIH.

5.4.5.7 El tratamiento de la sífilis durante el embarazo debe realizarse de acuerdo con la etapa clínica de la enfermedad.

5.4.5.8 El seguimiento debe realizarse con pruebas serológicas cuantitativas como el VDRL en cada trimestre y posterior al parto a los tres, seis y doce meses.

5.4.5.9 El diagnóstico de sífilis congénita se establece en:

5.4.5.9.1 Los niños nacidos de madres con antecedentes de infección por *Treponema pallidum* no tratada, parcialmente tratada durante el embarazo, o con títulos de VDRL persistentemente altos aun después del tratamiento con penicilina a la madre, y en los siguientes casos:

5.4.5.9.1.1 Los niños que no fueron examinados radiológicamente o por líquido cefalorraquídeo;

5.4.5.9.1.2 Los niños que tienen una o más radiografías y pruebas de líquido cefalorraquídeo positivas para sífilis congénita;

5.4.5.9.1.3 Los niños con manifestaciones clínicas de sífilis congénita y en quienes se identificó *Treponema pallidum* de lesiones, cordón umbilical, placenta y necropsia, y

5.4.5.9.1.4 Los niños y las niñas nacidos de madres con lesiones sifilíticas al momento del parto.

5.4.5.9.2 El tratamiento de la sífilis congénita debe incluir alguno de los siguientes esquemas:

5.4.5.9.2.1 Administrar penicilina G sódica cristalina 100,000 a 150,000 UI por kg por día, dividido en 50,000 UI por kg por dosis IV cada 12 horas durante los primeros siete días de vida y cada 8 horas hasta los 10 días de vida, o

5.4.5.9.2.2 Penicilina G procaínica o 50,000 UI por kg por dosis IM diario por 10 días.

5.4.5.9.2.3 Penicilina G benzatínica 50,000 UI/kg dosis única IM.

5.4.5.9.2.4 Los niños con sífilis congénita alérgicos a la penicilina deben someterse a esquemas de desensibilización.

5.4.5.9.3 El seguimiento neonatal del hijo de madre con sífilis debe efectuarse al mes, dos, cuatro, seis y doce meses.

5.4.5.9.4 Para el estudio y manejo de la sífilis congénita se define como:

5.4.5.9.4.1 Caso sospechoso, a los niños y las niñas con antecedente materno de VDRL o RPR y FTA-ABS y/o MHA-TP positivas.

5.4.5.9.4.2 Caso probable, a los niños con o sin antecedente materno de VDRL o RPR y FTA-ABS y MHA-TP positivas, que no hayan recibido tratamiento, o hayan sido tratadas parcialmente durante el embarazo y con manifestaciones clínicas específicas de sífilis congénita.

5.4.5.9.4.3 Caso confirmado, a los niños con antecedente materno de VDRL y FTA-ABS y/o MHA-TP positivas, con manifestaciones clínicas específicas de sífilis congénita y quien resultó positivo para FTA IGM o se identificó *Treponema pallidum* por campo obscuro y/o IF de lesiones, cordón umbilical, placenta y necropsia.

5.4.5.9.4.4 Caso anulado, a los niños con antecedente materno de VDRL y FTA-ABS y MHA-TP positivas, sin manifestaciones clínicas específicas de sífilis congénita y con pruebas de laboratorio negativas.

5.5 Enfermedades que se caracterizan por uretritis y cervicitis.

5.5.1 Uretritis y cervicitis gonocócica.

5.5.1.1 Caso sospechoso. Todo paciente con descarga mucopurulenta o purulenta uretral o cervical quien muestre en el examen de la secreción frote diplococos intracelulares Gram. negativos.

5.5.1.2 Caso confirmado. Todo paciente con descarga mucopurulenta o purulenta uretral o cervical en quien se demuestre por cultivo o pruebas de amplificación de ácidos nucleicos, cola la reacción en cadena de la ligasa (LCR) o de PCR *Neisseria gonorrhoeae* en secreción uretral y/o orina.

5.5.1.1 El tratamiento de los pacientes con uretritis gonocócica se debe realizar de la siguiente manera:

5.5.1.1.1 Ceftriaxona 125 mg IM dosis única;

5.5.1.1.2 Ciprofloxacina 500 mg VO dosis única;

5.5.1.1.3 Ofloxacina 400 mg VO en dosis única;

5.5.1.1.4 Azitromicina 1 g VO dosis única;

5.5.1.1.5 Doxiciclina 100 mg VO cada 12 horas por siete días, o

5.5.1.1.6 Cefixime 400 mg VO dosis única.

5.5.1.2 El paciente debe vigilarse clínicamente hasta que los signos y síntomas se hayan resuelto.

5.5.1.3 Todos los pacientes con falla al tratamiento de investigarse la coexistencia de infección por *C. trachomatis* o, en su caso, se recomienda dar tratamiento para los dos microorganismos.

5.5.2 Uretritis no gonocócica.

5.5.2.1 Caso sospechoso. Todo paciente con descarga uretral purulenta o hialina, ausencia de diplococococos Gram. negativos en el frote de la descarga uretral o en quien haya recibido tratamiento para gonorrea y no haya respuesta a la misma.

5.5.2.2 Caso definitivo. Todo paciente en quien se aísle por cultivo, por inmunofluorescencia *Chlamydia trachomatis* y/o pruebas de amplificación de ácido nucleico como la reacción de ligasa en cadena (LCR) en secreción genital y orina.

5.5.2.3 El tratamiento de los pacientes con uretritis no gonocócica debe incluir uno de los siguientes esquemas:

5.5.2.3.1 Azitromicina 1 g VO dosis única;

5.5.2.3.2 Doxiciclina 100 mg VO cada 12 horas por siete días;

5.5.2.3.3 Eritromicina base 500 mg VO cada 6 horas por siete días, o

5.5.2.3.4 Ofloxacina 300 mg VO cada 12 horas por siete días.

5.5.2.3.5 Levofloxacina 500 mg VO c-24 hrs durante 7 días.

5.5.2.4 En todos los pacientes con falla al tratamiento deben investigarse otros agentes causales como son: *Neisseria gonorrhoeae Ureaplasma urealyticum* y *Mycoplasma hominis Trichomonas vaginalis* y *Virus del Herpes simplex.*

5.5.3 Cervicitis mucopurulenta.

5.5.3.1 Caso sospechoso. Toda mujer con secreción mucopurulenta endocervical.

5.5.3.2 Caso definitivo. Toda mujer con secreción mucopurulenta en quien se confirme por cultivo o estudios de inmunofluorescencia o amplificación de ácidos nucleicos (LCR) *Chlamydia trachomatis* y/o *Neisseria gonorrhoeae*.

5.5.3.3 El tratamiento debe incluir ceftriaxona 125 mg IM dosis única y doxicilina 100 mg cada 12 horas VO por siete días.

5.5.3.4 Toda mujer con falla al tratamiento debe investigarse otras causas de cervicitis.

5.6 Enfermedades caracterizadas por flujo vaginal.

5.6.1 Caso sospechoso. Toda mujer que presente flujo vaginal acompañado o no con prurito y mal olor.

5.6.2 Caso definitivo. Toda mujer con descarga vaginal con o sin síntomas agregados prurito y mal olor en quienes se aísle por examen directo en fresco, cultivo o técnica de PCR los siguientes organismos: *Trichomonas vaginalis*, *Gardnerella vaginalis*, *Candida albicans*.

5.6.2.1 Los hallazgos para establecer el diagnóstico de infección por *Gardnerella vaginalis* son:

5.6.2.1.1 pH mayor de 4.5

5.6.2.1.2 Prueba de KOH positiva (olor a pescado)

5.6.2.1.3 Identificación de células clave

5.6.2.1.4 Aislamiento por cultivo de *Gardnerella vaginalis*.

5.6.2.2 Los hallazgos para establecer el diagnóstico de infección por *Trichomonas vaginalis*

5.6.2.2.1 Identificación de *Trichomonas vaginalis* en el examen directo en fresco

5.6.2.2 Los hallazgos para establecer el diagnóstico de infección por *Candida albicas*

5.6.2.2.5 Identificación de pseudohifas.

5.6.3 El tratamiento debe incluir:

5.6.3.1 Para *Gardnerella vaginalis*, uno de los siguientes esquemas:

5.6.3.1.1 Metronidazol 500 mg VO cada 12 horas por siete días;

5.6.3.1.2 Clindamicina 300 mg VO cada 12 horas por siete días, o

5.6.3.1.3 Metronidazol 2 g VO en una dosis.

5.6.3.1.4 Clindamicina crema 2% con aplicador de 5 gr intravaginal por 7 noches.

5.6.3.2 Para *Trichomona vaginalis*, uno de los siguientes esquemas:

5.6.3.2.1 Metronidazol 2 g VO en una dosis, o

5.6.3.2.2 Metronidazol 500 mg VO cada 12 horas por siete días.

5.6.3.3 Para *Candida albicans*, uno de los siguientes esquemas:

5.6.3.3.1 Itraconazol 200 mg VO cada 212 horas por un día

5.6.3.3.2 Fluconazol 150 mg VO dosis única, o

5.6.3.3.3 Clotrimazol 100 mg vía vaginal dos tabletas diarias por tres días.

5.6.4 Toda mujer que presente falla al tratamiento debe investigarse en asociación con alguna otra ITS, principalmente gonorrea e infección por *Chlamydia trachomatis*.

5.7 Enfermedad pélvica inflamatoria (EPI).

5.7.1 Caso sospechoso. Toda mujer que presente dolor bajo de pelvis con o sin síntomas acompañantes como son: descarga vaginal, dispareunia, metrorragia, disuria, dolor durante la menstruación. Fiebre y ocasionalmente náuseas y vomito.

5.7.2 Caso definitivo: toda mujer que presente dolor bajo de pelvis con o sin síntomas acompañantes como son: descarga vaginal, dispareunia, metrorragia, disuria, dolor durante la menstruación y en quien se corroboren por cultivo, técnicas de gabinete o pruebas de PCR los siguientes agentes: *Neisseria gonorrhoeae* y *Chlamydia trachomatis*, *Mycoplasma hominis*, *Ureaplasma urealyticum*, Gramnegativos, anaerobios y estreptococos.

5.7.3 Debe iniciarse tratamiento en cualquier mujer con vida sexual activa y los siguientes datos:

5.7.3.1 Tumefacción e hipersensibilidad del abdomen inferior, y

5.7.3.2 Tumefacción e hipersensibilidad de anexos.

5.7.3.3 Tumefacción e hipersensibilidad al movimiento cervical.

5.7.4 Los criterios definitivos de EPI son:

5.7.4.1 Evidencia histopatológica de endometritis en biopsia endometrial;

5.7.4.2 Ultrasonografía transvaginal o técnicas similares que muestren inflamación en tubas uterinas con o sin líquido libre en cavidad, y

5.7.4.3 Hallazgos laparoscópicos: tumefacción y eritema de las tubas uterinas;

5.7.5 El tratamiento debe incluir siempre antimicrobianos útiles contra *Neisseria gonorrhoeae* y *Chlamydia trachomatis*, Gramnegativos, anaerobios y estreptococos.

5.7.6 El tratamiento incluirá alguna de las siguientes alternativas:

5.7.6.1 En pacientes ambulatorios:

5.7.6.1.1 Ofloxacina 400 mg VO cada 12 horas o levofloxacina 500 md diario por 14 días más metronidazol 500 mg VO cada 12 horas por 14 días o clindamicina 450 mg VO cada 6 horas por 14 días;

5.7.7 En pacientes hospitalizados:

5.7.7.1.1 Ceftriaxona 250 mg IM más doxiciclina 100 mg VO cada 12 horas por 14 días, o

5.7.7.2 Cefotetan 2 g IV cada 12 horas más doxiciclina 100 mg VO cada 12 horas por 14 días.

5.8 Virus del papiloma humano (VPH).

5.8.1 Caso sospechoso. Todo el paciente con neoformaciones de aspecto verrugoso en el área anogenital.

5.8.2 Caso definitivo. Todo paciente con neoformaciones de aspecto verrugoso en el área genital en quien se demuestre por colposcopía, penoscopia, biopsia, citología exfoliativa (coilocitos), técnica de PCR la presencia de VPH o lesiones secundarias al mismo.

5.8.3 El tratamiento de las verrugas externas debe incluir uno de los siguientes esquemas:

5.8.3.1 Podofilina al 0.5% en solución, aplicada con hisopos una vez al día por 3 días y periodos alternativos de no tratamiento durante seis semanas sobre las verrugas, la seguridad de la podofilina durante el embarazo no ha sido establecida.

5.8.3.2 Imiquimod crema al 5%, aplicar tres veces por semana sobre las lesiones, durante 16 semanas, lavar de 6 a 10 horas después de aplicada;

5.8.3.3 Podofilotoxina 0.5% dos veces al día durante 3 días, seguidas de 4 días sin tratamiento repitiendo el ciclo 4 veces.

5.8.3.4 Crioterapia con nitrógeno líquido o dióxido de carbono aplicar una vez al día una vez por semana.

5.8.3.5 Remoción quirúrgica.

5.8.3.6 Aplicación de interferón 1 millones de UI intralesionales por semana durante 4-6 semanas.

5.8.3.7 Aplicación de ácido tricloroacético al 80% o 90%, seis aplicaciones durante 10 días sobre las verrugas.

5.9 Infecciones por ectoparásitos.

5.9.1 Escabiasis.

5.9.1.1 Caso sospechoso. Todo paciente que presente una dermatosis pruriginosa, que tiende a ser generalizada y se caracterice por pápulas, costras hemáticas, vesículas pequeñas y túneles, localizadas predominantemente en los pliegues y genitales.

5.9.1.2 Caso definitivo a escabiasis. Todo paciente con una dermatosis pruriginosa, que tiende a ser generalizada y se caracteriza por pápulas, costras hemáticas, vesículas pequeñas y túneles, localizadas predominantemente en los pliegues y genitales en quien se demuestre por rapado de las lesiones, biopsia o respuesta al tratamiento de *Sarcoptes scebiei*.

5.9.1.3 El tratamiento debe incluir una de las siguientes alternativas: una o más aplicaciones locales de lindano al 1% loción, benzoato de bencilo al 20%, permectina crema al 5%. En casos graves (escabiasis noruega) la ivermectina en una sola dosis de 200 mg por kg de peso ha demostrado ser útil.

5.9.2 Amibiasis genital.

5.9.2.1 El agente causal de la amibiasis es la *Entamoeba histolytica*.

5.9.2.2 La amibiasis genital se manifiesta por un proceso ulceroso destructivo que puede confundirse o asociarse con lesiones ulcerosas producidas por otras ITS.

5.9.2.3 Debe investigarse el antecedente de prácticas sexuales anogenitales o inmunocompromiso.

5.9.2.4 El diagnóstico debe establecerse con la demostración histológica de trofozoitos en el tejido afectado.

5.9.2.5 El tratamiento debe incluir Metronidazol 500 mg VO cada 8 horas por 10 días.

5.9.3 Pediculosis pubis.

5.9.3.1 El agente causal es *Phthirus pubis*.

5.9.3.2 Se manifiesta por prurito y la presencia de piojos o liendres en el vello púbico.

5.9.3.3 El tratamiento debe incluir shampoo de lindano al 1%, aplicado por cuatro minutos en las áreas afectadas.

5.10 ITS prevenibles por vacunación.

5.10.1 Actualmente, las ITS prevenibles por vacunación son la Hepatitis A y Hepatitis B.

5.11 Hepatitis A.

5.11.1 Caso sospechoso. Todo paciente con ictericia y fatiga extrema.

5.11.2 Caso definitivo. Todo paciente con ictericia y fatiga extrema en quien se demuestre por serología IgM para hepatitis viral A.

5.11.3 No existe un tratamiento específico para la infección por VHA.

5.11.4 Están disponibles dos productos para la prevención de la hepatitis A:

5.11.4.1 Inmunoglobulina humana 0.2 ml/kg de peso dentro de las 2 primeras semanas de la exposición.

5.11.5 Vacuna para hepatitis A, la cual se aplicará como dosis inicial y a los 6 y 12 meses los refuerzos.

5.12 Hepatitis B.

5.12.1 Caso sospechoso. Todo paciente con ictericia y fatiga extrema.

5.12.2 Caso definitivo. Infección Aguda, todo paciente con ictericia y fatiga extrema en quien se demuestre por serología IgM para el antígeno core de hepatitis B, antígeno de superficie (Ags) y antígeno e de la hepatitis B.

5.12.3 Infección crónica. Aquel paciente asintomático con Ags o Age positivos para hepatitis B.

5.12.4 El tratamiento de la hepatitis B incluye: interferón alfa 2b 5-millones UI 3 veces por semana durante 16 semanas subcutáneo y lamivudina 100 mg c-24.

5.12.5 La prevención para la infección por VHB debe incluir:

5.12.5.1 Vacuna de hepatitis B a dosis de 0, 1 y 6 meses.

5.12.5.2 La aplicación de inmunoglobulina, 0.06 ml/kg intramuscular dosis única.

6. En materia de vigilancia epidemiológica

6.1 Las ITS son enfermedades sujetas a vigilancia epidemiológica y de notificación obligatoria a la autoridad sanitaria más cercana.

6.2 La vigilancia epidemiológica de las ITS debe realizarse considerando tanto las necesidades de prevención y protección de la salud de las enfermedades transmisibles, como el respeto a la dignidad de los afectados, que comprende su derecho a: servicios de calidad, confidencialidad, privacía y un trato equitativo y no discriminatorio, actitud que debe promoverse entre el personal que labora en las instituciones de salud.

6.3 Las ITS, independientemente de la información diaria, deben ser incluidas en la notificación semanal de enfermedades transmisibles por todas las instituciones del Sistema Nacional de Salud, de acuerdo con las disposiciones establecidas por la NOM-017-SSA2-1994, para la vigilancia epidemiológica.

6.4 El estudio, seguimiento y control de casos y contactos de pacientes con ITS, deben hacerse de acuerdo con las disposiciones establecidas por la NOM-017-SSA2-1994, para la vigilancia epidemiológica.

6.5 La investigación de los casos índice y de los contactos, debe llevarse a cabo en las personas con diagnóstico de ITS comprobado, previo consentimiento de los pacientes, conservando la confidencialidad de la información.

6.6 Cuando el paciente sea mayor de edad, se obtendrá la información y consentimiento directamente de él con la firma correspondiente o, en su caso, huella dactilar. En el caso de menores de edad, o personas imposibilitadas para dar su consentimiento, se procurará, mediante la consejería apropiada, obtener la información y consentimiento del padre, la madre, tutor o representante legal. La ausencia de responsables legales no justificará la negación de atención. Los adolescentes son una población vulnerable, por lo que se considera una prioridad evitar la deserción y la falta de adhesión al tratamiento. En caso de no presentarse los responsables del menor, se incluirá una nota en el expediente, que rubricará el responsable del servicio.

6.7 El personal de salud y las instituciones encargadas de la atención del paciente con ITS, deben observar las disposiciones respecto al carácter legal y confidencial del expediente clínico, según lo establece la NOM-168-SSA1-1998, del expediente clínico.

7. Investigación

7.1 El CONASIDA debe apoyar el desarrollo de la investigación de las ITS.

7.2 Para la vigilancia epidemiológica de las ITS, se requiere la realización de investigación básica, clínica, epidemiológica y operativa, con atención particular a los factores, condiciones de riesgo y población con prácticas de riesgo.

7.3 Los resultados de dichas investigaciones deben ser discutidos por las instancias que las generaron en coordinación con el CENSIDA, con objeto de analizar y evaluar dichos resultados, tendientes a hacer propuestas que mejoren la calidad de los servicios relacionados con las ITS.

7.4 Los estudios e investigaciones se deben efectuar con base en los principios éticos, científicos y de acuerdo con la legislación aplicable.

8. Concordancia con normas internacionales y mexicanas

Esta Norma Oficial Mexicana no es equivalente a ninguna norma internacional ni mexicana por no existir al momento de su elaboración.

9. Bibliografía

9.1 Adrián Mindel, Gina Dallabetta, Antonio Gerbase, King Holmes. Syndromic Approach to STD Management. Sex Transm Inf 1998; 74 (Suppl 1):S1-S11.

9.2 Asesoramiento y VIH/SIDA. ONUSIDA, Actualización técnica. Colección ONUSIDA de Prácticas óptimas. Ginebra, Suiza, Noviembre de 1997.

9.3 Beck-Sague CM; Cordts JR; Brown K; Larsen SA; Black CM; Knapp JS; Ridderhof JC; Barnes FG; Morse SA. Laboratory diagnosis of sexually transmitted diseases in facilities within the United States. Results of a national survey. Sex Transm Dis 1996 Jul-Aug; 23 (4): 342-9.

9.4 Benzick AE, Wirthwein DP, Weinberg A, Wendel GD Jr, Alsaadi R, Leos NK, Zeray F, Sánchez PJ. Pituitary gland gumma in congenital syphilis after failed maternal treatment: a case report. Pediatrics 1999 Jul; 104(1): e4.

9.5 Brown TJ, Yen-Moore A, Tyring SK. An overview of sexually transmitted diseases. Part I. J Am Acad Dermatol 1999 Oct; 41 (4): 511-32.

9.6 Carlos F. Cáceres. Dimensiones Sociales y Relevantes para la Prevención del VIH/SIDA en América Latina y el Caribe. El SIDA en América Latina y el Caribe: Una visión multidisciplinaria, págs. 217-246. Fundación Mexicana para la Salud, AC. Primera Edición, 1999.

9.7 CDC. Congenital Syphilis. US, 1998. MMWR September 03, 1999/48(34); 757-761. 9.8 CDC. Division of Sexually Transmitted Diseases and Prevention. Some facts about Chlamydia. Oct 1999.

9.9 CDC. Guidelines for the prevention and control of congenital syphilis. MMWR Jan 15, 1988/Vol. 37/No.S-1.

9.10 CDC. Increases in Primary and Secondary Syphilis-US. MMWR July 3, 1987/Vol. 36 (25). 488-495.

9.11 CDC/OD Office of Women Health: Sexually Transmitted Diseases, Jul 1999.

9.12 CDC/OD Office of Women's Health: Sexually Transmitted Diseases, Nov 1997. Centers for Disease Control. Guidelines for Treatment of Sexually Transmitted Diseases. MMWR 1997; 47 (No. RR-1).

9.13 Centers for Disease Control. Pelvic Inflammatory Disease: guidelines for prevention and management and Purified Protein Derivative (PPD)- Tuberculin Anergy and HIV Infection: Guidelines for Anergy Testing and Management of Anergic Persons at Risk of Tuberculosis. MMWR 1991; 40 (No. RR-5).

9.14 Centers for Disease Control. Recommendations for Preventing Transmission of Human Immunodeficiency Virus and Hepatitis B Virus to Patients during Exposure Prone Invasive Procedures. MMWR 1991; 40 (No. RR-8).

9.15 Conover CS, Rend CA, Miller GB Jr, Schmid GP. Congenital syphilis after treatment of maternal syphilis with a penicillin regimen exceeding CDC guidelines. Infect Dis Obstet Gynecol 1998; 6(3): 134-7.

9.16 Corey L, Handsfield HH. Genital herpes and public health: addressing a global problem. JAMA 2000 Feb 9; 283 (6): 791-4.

9.17 Chapel TA. The variability of syphilitic chancres. Sex Transm Dis 1978 Apr-Jun; 5(2): 68-70.

9.18 DiCarlo RP, Martín DH. The clinical diagnosis of genital ulcer disease in men. Clin Infect Dis 1997 Aug; 25 (2): 292-8.

9.19 Dutro SM, Wood GE, Totten PA. Prevalence of, antibody response to, and immunity induced by Haemophilus ducreyi hemolysin. Infect Immun 1999 Jul; 67(7): 3317-28.

9.20 Educación sobre el SIDA en la escuela. ONUSIDA, Actualización técnica. Colección ONUSIDA de Prácticas óptimas. Ginebra, Suiza, Octubre de 1997.

9.21 Edwards S, Carne C. Oral sex and transmission of non-viral STIs. Sex Transm Infect 1998 Apr; 74(2): 95-100.

9.22 El SIDA y las relaciones sexuales entre varones. ONUSIDA, Actualización técnica. Colección ONUSIDA de Prácticas óptimas. Ginebra, Suiza, Octubre de 1997.

9.23 Enfermedades de transmisión sexual: políticas y principios de prevención y asistencia. Colección ONUSIDA de Prácticas Optimas. ONUSIDA/OMS/97.6.

9.24 Erbelding E, Quin TC. The impact of antimicrobial resistance on the treatment of sexually transmitted diseases. Infect Dis Clin North Am 1997 Dec; 11 (4): 889-903.

9.25 Felipe Uribe; Manuel Quiterio; Leonor Rivera. Factores de riesgo de sífilis en el contexto de las enfermedades de transmisión sexual. Enfermedades Infecciosas y Microbiología 1995; 15(1) 21-24.

9.26 Finelli L, Crayne EM, Spitalny KC. Treatment of infants with reactive syphilis serology, New Jersey: 1992 to 1996. Pediatrics 1998 Aug; 102(2): 27.

9.27 Gerardo Casanova; Federico Javier Ortiz Ibarra; Jos Luis Arredondo García. Las enfermedades de transmisión sexual: causa de complicaciones perinatales. Enfermedades Infecciosas y Microbiología Enero-Febrero, 1994 Volumen 14, Número 1. Págs. 25-28.

9.28 Gina Dallabeta; Marie Laga; Peter Lamptey. Control of Sexually Transmitted Diseases. A handbook for the design and management of programs. AIDSCAP/Family Health International.

9.29 Guidelines for Sexually Transmitted Disease Surveillance. World Health Organization. UNAIDS. 1998.

9.30 Herpes and Pregnancy. Símbolo.

9.31 Hollier LM, Cox SM. Syphilis. Semin Perinatol 1998 Aug; 22(4): 323-31.

9.32 Hurtig AK, Nicoll A, Carne C, Lissauer T, Connor N, Webster JP, Ratcliffe L. Syphilis in pregnant women and their children in the United Kingdom: results from national reporting surveys 1994-7. BMJ 1998 Dec 12; 317(7173): 1617-9.

9.33 Integración de la prevención del VIH y de las ETS en el medio escolar. Grupo de trabajo interorganismos del ONUSIDA. Agosto 1997.

9.34 Jamkhedkar PP, Hira SK, Shroff HJ, Lanjewar DN. Clinico-epidemiologic features of granuloma inguinale in the era of acquired immune deficiency syndrome. Sex Transm Dis 1998 Apr; 25 (4): 196-200.

9.35 Kharsany AB, Hoosen AA, Naicker T, Kiepiela P, Sturm AW. Ultrastructure of Calymmatobacterium granulomatis: comparison of culture with tissue biopsy specimens. J Med Microbiol 1998 Dec; 47 (12): 1069-73.

9.36 Kura MM, Hira S, Kohli M, Dalal PJ, Ramnani VK; Jagtap MR. High occurence of HBV among STD clinic attenders in Bombay, India. Int J STD AIDS 1998 Apr; 9 (4): 231-3.

9.37 Lee MJ, Hallmark RJ, Frenkel LM, Del Priore G. Maternal syphilis and vertical perinatal transmission of human immunodeficiency virus type-1 infection. Int J Gynaecol Obstet 1998 Dec; 63(3): 247-52.

9.38 Ley General de Salud, Capítulo II, Título octavo: Enfermedades Transmisibles. Lumbiganon P. Appropriate technology: antenatal care. Int J Gynaecol Obstet 1998 Dec; 63 Suppl 1:S91-5.

9.39 Lynn S. Bickley; Karen K. Krisher; Amado Punsalang, Jr; Trupei RN; Richard C. Reichman; Marilyn A. Menegus. Comparison of Direct Fluorescent Antibody, Acridine Orange, Wet Mount, and Culture for Detection of Trichomonas vaginalis in Women Attending a Public Sexually Transmitted Diseases Clinic. Sexually Transmitted Diseases Jul-Sep 1989. 127-131.

9.40 Malonza IM, Tyndall MW, Ndinya-Achola JO, Maclean I, Omar S, MacDonald KS, Perriens J, Orle K, Plummer FA, Ronald AR, Moses S. Arandomized, double-blind, placebo-controlled trial of single-dose ciprofloxacina versus erytromycin for the treatment of chancoid in Nairobi, Kenya. J Infect Dis 1999 Dec; 180(6): 1886-93.

9.41 Management of Genital Herpes Simplex Infectionin Pregnancy. Símbolo.

9.42 MMWR. Report of the NIH Panel to define principles of therapy of HIV infection and Guidelines for the use of antiretroviral agents in HIV -infected adults and adolescents. April 24, 1998-Vol.47-No. RR-5.

9.43 Mobley JA, McKeown RE, Jackson KL, Sy F, Parhaqm JS, Brenner ER. Risk factors for congenital syphilis in infants of women with syphilis in South Carolina. Am J Public Health 1998 Apr; 88(4): 597-602.

9.44 Moyer VA, Schneider V, Yetman R, García-Prats J, Parks D, Cooper T. Contribution of long-bone radiographs to the management of congenital syphilis in the newborn infant. Arch Pediatr Adolesc Med 1998 Apr; 152(4): 353-7.

9.45 National guideline for the management of chancroid. Clinical Effectiveness Group (Association of Genitourinary Medicine and the Medical Society for the Study of Venereal Diseases). Sex Transsm Infect 1999 Aug; 75 Suppl 1:S43-5.

9.46 Newell ML, Thorne C, Pembrey L, Nicoll A, Goldberg D, Peckham C. Antenatal screening for hepatitis B infection and syphilis in the UK. Br J Obstet Gynaecol 1999 Jan; 106(1): 66-71.

9.47 Pillary A, Hoosen AA, Loykissoonlal D, Glock C, Odhav B, Sturm AW. Comparison of culture media for the laboratory diagnosis of chancroid. J Med Microbiol 1998 Nov; 47(11): 1023-6.

9.48 Profesor L. Corey. Dr. A. Simmons. Recommendations from the International Herpes Management Forum Management Strategies Workshop. The Medical Importance of Genital Herpes Simplex Virus Infection. 28 February-1 March 1997.

9.49 Ratcliffe L, Nicoll A, Carrington D, Wong H, Egglestone SI, Lightfoot NF, Pennington JH, Smith EG, Turner AJ, Zadik PM. Reference laboratory surveillance of syphilis in England and Wales, 1994 to 1996. Commun Dis Public Health 1998 Mar; 1(1): 14-21.

9.50 Rhoda M. Alani; Karl Münger. Human Papillomaviruses. Science & Medicine. May/June 1998, 2835.

9.51 Ricardo Figueroa Damián. Lourdes Narcio Reyes. Gerardo Casanova Román. Frecuencia de enfermedades transmitidas sexualmente en pacientes en control prenatal. Ginecol Obstet Mex Vol:62, Núm: 04 Abril 1994.

9.52 Risbud A, Chan-Tack K, Gadkari D, Gangakhedkar RR, Shepherd ME, Bollinger R, Mehendale S, Gaydos C, Divekar A, Rompalo A, Quinn TC. The etiology of genital ulcer disease by multiplex polymerase chain reaction and relationship to HIV infection among patients attendingt sexually transmitted disease clinics in Pune, India. Sex Transm Dis 1999 Jan; 26(1): 55-62.

9.53 Rosen T, Brown TJ. Cutaneous manifestations of sexually transmitted diseases. Med Clin North Am 1998 Sep; 82 (5): 1081-104, VI.

9.54 Schmid GP. Treatment of chancroid, 1997. Clin Infect Dis 1999; 28 Suppl 1:S14-20.

9.55 Shet TM, Kandalkar BM, Vora IM. Neonatal hepatitis-an autopsy study of 14 cases. Indian J Pathol Microbiol 1998 Jan; 41(1): 77-84.

9.56 SJ Goldie; KM Kuntz; MC Weinstein; KA Freedberg; JM Palefsky. Cost-Effectiveness of Screening for Human Papillomavirus (HPV)-Associated Anal Squamous Intraepithelial Lesions (ASIL) in MSM. 1998 National STD Prevention Conference. Dec 6-9, 1998. Dallas, Texas.

9.57 Teodoro Carrada-Bravo. Observaciones sobre el Treponema pallidum y la historia natural de la sífilis en México. Investigación preliminar. Dermatología Rev. Mex. Vol. XXXIII, núm. 6 nov-dic, 1989. Págs. 359-366.

9.58 Teodoro Carrada-Bravo; Horacio Durán-Bermúdez. Observaciones sobre la ultraestructura del chancro sifilítico y su historia natural en México. Dermatología Revista Mexicana Vol. XXXIV, núm. 1 ene-feb, 1990. Págs. 32-42.

9.59 Tess BH, Rodrigues LC, Newell ML, Dunn DT, Lago TD. Breastfeeding genetic, obstetric and risk factors associated with mother-to-child transmission of HIV-1 in Sao Paulo State, Brazil. Sao Paulo Collaborative Study for Vertical Transmission of HIV-1. AIDS 1998 Mar 26; 12 (5): 513-20.

9.60 The Female Condom and AIDS. UNAIDS: Point of View. UNAIDS Best Practice Collection. Geneva, Switzerland, April, 1998.

9.61 Van del Veen F; Fransen L. Drugs for STD management in developing countries: choice, procurement, cost, and financing. Sex Transm Infect 1998 Jun; 74 Suppl 1: S166-74.

9.62 Wagner CL, Katikaneni LD, Cox TH, Ryan RM. The impact of prenatal drug exposure on the neonate. Obstet Gynecol Clin North Am 1998 Mar; 25(1): 169-94.

9.63 Wen LM; Estcourt CS; Simpson JM; Mindel A. Risk factors for the acquisition of genital warts: are condoms protective? Sex Transm Infect Aug 1999.

9.64 Woodward C, Fisher MA. Drug treatment of common STDs: part I. Herpes, syphilis, urethritis, chlamydia and gonorrhea. Am Fam Physician 1999 Oct 1; 60 (5): 1387-94.

9.65 Yetman RJ, Risser WL, Barth BA, Risser JM, Hwang LY. Problems in physician's classification and reporting of congenital syphilis. Int J STD AIDS 1998 Dec; 9(12): 765-8.

10. Observancia de la norma

La vigilancia de esta Norma, corresponde a la Secretaría de Salud y a los gobiernos de las entidades federativas en el ámbito de sus respectivas competencias.

11. Vigencia

La presente Norma Oficial Mexicana entrará en vigor al día siguiente de su publicación en el **Diario Oficial de la Federación**.

México, D.F., a 24 de enero de 2003.- El Presidente del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Prevención y Control de Enfermedades, **Roberto Tapia Conyer**.- Rúbrica.

BANCO DE MEXICO

TIPO de cambio para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera pagaderas en la República Mexicana.

Al margen un logotipo, que dice: Banco de México.

TIPO DE CAMBIO PARA SOLVENTAR OBLIGACIONES DENOMINADAS EN MONEDA EXTRANJERA PAGADERAS EN LA REPUBLICA MEXICANA

Con fundamento en el artículo 35 de la Ley del Banco de México; en los artículos 8o. y 10o. del Reglamento Interior del Banco de México, y en los términos del numeral 1.2 de las Disposiciones Aplicables a la Determinación del Tipo de Cambio para Solventar Obligaciones Denominadas en Moneda Extranjera Pagaderas en la República Mexicana, publicadas en el **Diario Oficial de la Federación** el 22 de marzo de 1996, el Banco de México informa que el tipo de cambio citado obtenido el día de hoy

conforme
al procedimiento establecido en el numeral 1 de las Disposiciones mencionadas, fue de $10.9163 M.N. (DIEZ PESOS CON NUEVE MIL CIENTO SESENTA Y TRES DIEZMILESIMOS MONEDA NACIONAL) por un dólar de los EE.UU.A.

La equivalencia del peso mexicano con otras monedas extranjeras se calculará atendiendo a la cotización que rija para estas últimas contra el dólar de los EE.UU.A., en los mercados internacionales el día en que se haga el pago. Estas cotizaciones serán dadas a conocer, a solicitud de los interesados, por las instituciones de crédito del país.

Atentamente
México, D.F., a 18 de septiembre de 2003.
BANCO DE MEXICO

Director de Disposiciones de Banca Central	Gerente de Operaciones Nacionales
Fernando Corvera Caraza	**Jaime Cortina Morfin**
Rúbrica.	Rúbrica.

TASAS de interés de instrumentos de captación bancaria en moneda nacional.

Al margen un logotipo, que dice: Banco de México.

TASAS DE INTERES DE INSTRUMENTOS DE CAPTACION BANCARIA EN MONEDA NACIONAL

	TASA BRUTA		**TASA BRUTA**
I. DEPOSITOS A PLAZO FIJO		II. PAGARES CON RENDIMIENTO LIQUIDABLE AL VENCIMIENTO	
A 60 días		A 28 días	
Personas físicas	2.53	Personas físicas	2.03
Personas morales	2.53	Personas morales	2.03
A 90 días		A 91 días	
Personas físicas	2.78	Personas físicas	2.27
Personas morales	2.78	Personas morales	2.27
A 180 días		A 182 días	
Personas físicas	2.99	Personas físicas	2.56
Personas morales	2.99	Personas morales	2.56

Las tasas a que se refiere esta publicación, corresponden al promedio de las determinadas por las instituciones de crédito para la captación de recursos del público en general a la apertura del día 18 de septiembre de 2003. Se expresan en por ciento anual y se dan a conocer para los efectos a que se refiere la publicación de este Banco de México en el **Diario Oficial de la Federación** de fecha 11 de abril de 1989.

México, D.F., a 18 de septiembre de 2003.
BANCO DE MEXICO

Director de Disposiciones de Banca Central	Director de Información del Sistema Financiero
Fernando Corvera Caraza	**Cuauhtémoc Montes Campos**
Rúbrica.	Rúbrica.

(R.- 184832)

TASA de interés interbancaria de equilibrio.

Al margen un logotipo, que dice: Banco de México.

TASA DE INTERES INTERBANCARIA DE EQUILIBRIO

Según resolución de Banco de México publicada en el **Diario Oficial de la Federación** del 23 de marzo

de 1995, y de conformidad con lo establecido en el Anexo 1 de la Circular 2019/95, modificada mediante Circular-Telefax 4/97 del propio Banco del 9 de enero de 1997, dirigida a las instituciones de banca múltiple,

se informa que la Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio a plazo de 28 días, obtenida el día de hoy, fue de 4.8650 por ciento.

La tasa de interés citada se calculó con base a las cotizaciones presentadas por: BBVA Bancomer, S.A., Banca Serfin S.A., Banco Nacional de México S.A., Banco Inbursa S.A., Banco Interacciones S.A., Banco Invex S.A., Bank of America México S.A., Banco J.P.Morgan S.A., ING Bank México S.A., Banco Credit Suisse First Boston (México), S.A., ScotiaBank Inverlat, S.A. y Banco Mercantil Del Norte S.A.

México, D.F., a 18 de septiembre de 2003.

BANCO DE MEXICO

Director de Disposiciones de Banca Central	Gerente de Operaciones Nacionales
Fernando Corvera Caraza	**Jaime Cortina Morfin**
Rúbrica.	Rúbrica.

AVISOS JUDICIALES Y GENERALES

AVISO NOTARIAL

Por acta número 22,299, de 2 de septiembre de 2003, ante mí, María Luisa Juan Franco y Pérez, por sí y como apoderada de Yolanda Juan Franco y Pérez, aceptó los legados y como apoderada de April Marie Franco, aceptó la herencia y el cargo de albacea en la sucesión de Pilar Juan Franco y formará el inventario y avalúo.

México, D.F., a 5 de septiembre de 2003.

El Notario No. 82

Lic. Adalberto Perera Ferrer

Rúbrica.

(R.- 184375)

SEGUNDO AVISO NOTARIAL

Por escritura cuarenta y ocho mil quinientos setenta y tres, ante mí, de veintiuno de agosto del año dos mil tres, Carmen Ramírez Delgado, en su carácter albacea y única y universal heredera de la sucesión testamentaria de Carlos Alanis Cebrian, manifestó su conformidad de tramitar dicha sucesión ante mí, reconoció la validez del testamento otorgado, reconoció sus derechos hereditarios y aceptó la herencia que le fue deferida, y manifestó que en su oportunidad procederá a formular el inventario de los bienes relictos.

México, D.F., a 22 de agosto de 2003.

Notario 25 del Distrito Federal

Lic. Emiliano Zubiría Maqueo

Rúbrica.

(R.- 183991)

SEGUNDO AVISO NOTARIAL

Por escritura cuarenta y ocho mil quinientos setenta y cinco, ante mí, de veintidós de agosto de dos mil tres, Carmen Hernández Duarte, en su carácter de coheredera y albacea y Concepción, Rosa, Teresa y Miguel, todos de apellidos Hernández Duarte, como coherederos, manifestaron su conformidad en tramitar ante mí las sucesiones testamentarias acumuladas a bienes de Isaac Hernández Ríos y Concepción Duarte Morales, se reconocieron por sí y entre sí sus derechos hereditarios, aceptaron los legados y la herencia que les fue deferida, y el albacea manifestó que en su oportunidad procederá a formular el inventario de los bienes relictos.

México, D.F., a 25 de agosto de 2003.

Notario 25 del Distrito Federal

Lic. Emiliano Zubiría Maqueo

Rúbrica.

(R.- 183995)

Estados Unidos Mexicanos
Tribunal Superior de Justicia del Distrito Federal
México
Tercera Sala Civil

EMPLAZAMIENTO POR EDICTOS

En los autos del Cuaderno de Amparo de la parte actor relativo al toca número 787/2003 deducido del juicio controversia de arrendamiento seguido por Trevilla, S.A., en contra de Tandemex, S.A. de C.V. e Inmobiliaria Coval, S.A., se dictó un proveído de fecha doce de junio de dos mil tres, mediante el cual se provee que ignorándose el domicilio del tercero perjudicado Inmobiliaria Coval, S.A., se ordenó emplazar a la misma por medio de edictos, con fundamento en el artículo 30 fracción II de la Ley de Amparo vigente, en relación al 315 del Código Federal de Procedimientos Civiles, los cuales se publicarán por tres veces de siete en siete días y a costa del promovente de la demanda de amparo: debiendo comparecer el multicitado tercero perjudicado ante el autoridad federal, a defender sus derechos en el término de treinta días, contados a partir del día siguiente de la última publicación del presente edicto, quedando en la Secretaría de esta Tercera Sala Civil copia simple de la demanda de garantías a su disposición.

Sufragio Efectivo. No Reelección.

México, D.F., a 20 de junio de 2003.

La C. Secretaria de Acuerdos de la Tercera Sala Civil del Tribunal Superior de Justicia del Distrito Federal
Lic. Elsa Zaldívar Cruz
Rúbrica.
(R.- 184008)

ADITINTAS, S.A. DE C.V.
(EN LIQUIDACION)
BALANCE FINAL DE LIQUIDACION AL 31 DE AGOSTO DE 2003
(cifras en pesos)

Activo		
Efectivo	$	475,795
Suma activo	$	475,795
Pasivo		
Suma pasivo	$	0
Capital contable		
Capital social	$	24,000
Resultados acumulados	$	451,795
Suma capital contable	$	475,795
Suman pasivo y capital contable	$	475,795

De conformidad con el balance anterior, a los accionistas les corresponde por concepto de reembolso de capital, la cantidad de $ 19.825 (diecinueve pesos 825/100 M.N.) por cada acción con valor de $ 1.00 (Un peso 00/100 M.N.).

El presente balance se publica en cumplimiento y para los efectos de la fracción II del artículo 247 de la Ley General de Sociedades Mercantiles.

Este balance general, los papeles y libros de la sociedad, quedan a disposición de los accionistas para los efectos a que dé lugar.

México, D.F., a 1 de septiembre de 2003.
Liquidador
C.P. Salvador Franco Cano
Rúbrica.
(R.- 184119)

MARTIN BROWER DE MEXICO, S.A. DE C.V.
(EN LIQUIDACION)
31 DE AGOSTO DE 2003

Activo		
Efectivo en bancos	$	11,177,303
Total activo	$	11,177,303
Pasivo		
Acreedores diversos	$	575,000
Impuesto Sobre la Renta		7,728,760
Total pasivo	$	8,303,760
Capital contable		
Capital social	$	27,115,599
Perdidas acumuladas		24,242,056
Total capital contable	$	2,873,543
Total pasivo y capital contable	$	11,177,303

El Presente balance se publica en cumplimiento y para los efectos de la fracción II del artículo 247 de la Ley General de Sociedades Mercantiles.

Liquidador
Jorge A. Somerville R.
Rúbrica.
(R.- 184148)

Estados Unidos Mexicanos
Poder Judicial de la Federación
Juzgado Noveno de Distrito en Materia Civil en el Distrito Federal
EDICTO

Tercero perjudicado: Procesos Textiles León, Sociedad Anónima de Capital Variable.

En los autos del expediente número 276/2003-I, promovido por Juan Esteban Silva contra actos del Juez Sexto de lo Civil del Distrito Judicial de Tlalnepantla, con residencia en Naucalpan de Juárez, Estado de México y otra autoridad: Se señaló como tercero perjudicado a Procesos Textiles León, Sociedad Anónima de Capital Variable, y como acto reclamado el indebido emplazamiento y embargo de derechos hereditarios en el Juicio Ejecutivo Mercantil número 215/93 seguido por Procesos Textiles León, Sociedad Anónima de Capital Variable en contra de Juan Esteban Silva, del índice del Juzgado Sexto Civil del Distrito Judicial de Tlalnepantla, con residencia en Naucalpan de Juárez. En auto de dos de abril de dos mil tres se admitió a trámite dicha demanda. En el Juicio de Amparo referido en principio, mediante proveído de trece de agosto del año que se cursa, se ordenó emplazar al tercero perjudicado Procesos Textiles León, Sociedad Anónima de Capital Variable al presente Juicio de Amparo antes descrito seguido en este Juzgado por medio de edictos, requiriéndole que deberá presentarse ante este Juzgado dentro del término de treinta días contados del siguiente al de la última publicación, ya que de no hacerlo, se le harán las subsecuentes notificaciones por medio de lista, en los estrados de este Juzgado; asimismo, hágase del conocimiento del citado tercero perjudicado que queda a su disposición en este juzgado federal, copia simple de la demanda de amparo y del auto admisorio.

México, D.F., a 19 de agosto de 2003.
La Secretaria
Lic. Tzutzuy Salas Galeana
Rúbrica.
(R.- 184215)

Estados Unidos Mexicanos
Poder Judicial de la Federación
Juzgado Cuarto de Distrito en Materia Administrativa en el Distrito Federal
EDICTO

En los autos principales del Juicio de Amparo número 1034/2003 promovido por Sergio Martín del Campo Martínez, en contra de actos del titular del área de responsabilidades de la contraloría interna en el Hospital General de México y otra autoridad, se ordenó emplazar a Isidro Monter Girón, quien tiene el carácter de tercero perjudicado al que se le hace saber que se presentó demanda de garantías en la cual el acto reclamado consiste en el documento de fecha quince de marzo de dos mil dos, respecto de la notificación al quejoso, signado por el ciudadano Alejandro Pérez Ruiz, misma que obra en el expediente que se ventila ante el titular del área de responsabilidades de la contraloría interna del Hospital General de México; de la resolución de fecha once de marzo de dos mil dos, dictada en el expediente 008/1999; motivo por el cual, deberá presentarse ante este Juzgado dentro del término de treinta días contados a partir del siguiente al de la última publicación, a efecto de entregarle copia de la demanda; y para su publicación por tres veces de siete en siete días, en el **Diario Oficial de la Federación** y en uno de los periódicos de mayor circulación en la República Mexicana, se expide lo anterior en cumplimiento a lo dispuesto por los artículos 30 fracción II de la Ley de Amparo y 315 del Código Federal de Procedimientos Civiles de aplicación supletoria.

Atentamente
México, D.F., a 30 de julio de 2003.

El Secretario del Juzgado Cuarto de Distrito en Materia Administrativa en el Distrito Federal, encargado del despacho por ministerio de ley en términos del artículo 161 de la Ley Orgánica del Poder Judicial de la Federación, autorizado por oficio número CCJ/ST/0874/2003 del veintitrés de junio de dos mil tres, de la Comisión de Carrera Judicial del Consejo de la Judicatura Federal

Lic. Uriel Suástegui Báez
Rúbrica.
(R.- 184265)

Estados Unidos Mexicanos
Juzgado Segundo de Distrito “B”
en Materia Civil en el Estado de Jalisco
Guadalajara, Jal.
EDICTO

Amparo 488/2003-VI-B, promovido Alberto Benjamín Ortega Sánchez, emplazamiento por edictos tercera perjudicada Gracia Eloisa Pérez Sánchez. Audiencia nueve horas con diecisiete de noviembre próximo. disposición copias ley Secretaría Juzgado. Presentarse procedimiento dentro treinta días contados partir última publicación.

Para publicarse de tres veces, de siete en siete días, tanto en el **Diario Oficial de la Federación**, como en El Informador.

Atentamente
Guadalajara, Jal., a 18 de agosto de 2003.
El Secretario del Juzgado Segundo de Distrito “B” en Materia Civil en el Estado
Lic. Vicente de Jesús Peña Covarrubias
Rúbrica.

(R.- 184312)

Estados Unidos Mexicanos
Tribunal Superior de Justicia del Distrito Federal
México
Primera Sala Civil
EDICTO
María Rodríguez viuda de Pesqueira.
Por este conducto se le hace de su conocimiento la interposición del juicio de garantías promovido por Asociación de Condóminos del Conjunto Residencial Calzada de Guadalupe número 150, A.C. y otra, en contra de la sentencia dictada por esta Sala el 17 de junio de 2003 en los tocas 533/2003/01, 02 y 03 que resolvieron los recursos de apelación interpuestos en contra de la sentencia definitiva pronunciada el 16 de enero de 2003, por el ciudadano Juez Primero Civil, expediente número 1665/95, relativo al juicio ordinario civil, seguido por Asociación de Condóminos del Conjunto Residencial Calzada de Guadalupe número 150, A.C. y otro en contra de Elías Reyes Castellanos y otros, a efecto de que acuda, en el término de diez días, contados del siguiente de la última publicación, ante el Tribunal Colegiado en Materia Civil del Primer Circuito en Turno, en defensa de sus intereses. Quedando a su disposición en la Secretaría de esta Sala las copias de traslado respectivas.
Para su publicación por tres veces, de siete en siete días en el **Diario Oficial de la Federación.**
México, D.F., a 13 de agosto de 2003.
El C. Secretario de Acuerdos de la Primera Sala Civil
Lic. Mario Alfredo Miranda Cueva
Rúbrica.
(R.- 183817)

Estados Unidos Mexicanos
Juzgado Cuarto de Distrito en el Estado de México
con residencia en Naucalpan
EDICTO
MARCO ANTONIO ARGUETA HIARMES.

INSERTO: “Se comunica al tercero perjudicado Marco Antonio Argueta Hiarmes, que en el Juzgado Cuarto de Distrito en el Estado de México, con residencia en Naucalpan de Juárez, mediante proveído del diez de enero del año dos mil tres, se admitió a trámite la Demanda de Amparo número 17/2003-I, promovida por Rosa Elena Millán Arce, en contra del Juez Quincuagésimo Séptimo de lo Civil del Tribunal Superior de Justicia del Distrito Federal, por los siguientes actos reclamados; “Lo constituyen todos los acuerdos de fecha 25 de noviembre del año 2002 dictados por la autoridad responsable en audiencia de remate en primera almoneda de esa misma fecha, en los autos del Juicio Ejecutivo Mercantil promovido por Muedano González Baz Gerardo vs Marco Antonio Argueta Hiarmes, ante el Juzgado Quincuagésimo Séptimo de lo Civil en el Distrito Federal, expediente 466/2001, Secretaría “B” y en general todo lo actuado en el juicio por fraudulento, dichos acuerdos fueron publicados en el Boletín Judicial número 92 de fecha 27 de noviembre del 2002, surtiendo sus efectos el 28 del mismo mes y año.”

Indíquesele al tercero perjudicado de mérito que deberá presentarse en las instalaciones de este Juzgado Federal a fin de apersonarse al presente juicio dentro del término de treinta días, contados a partir del día siguiente al de la última publicación de los edictos ordenados. A efecto de que tenga conocimiento del inicio del presente Juicio de Garantías, el derecho que tiene de apersonarse al mismo y a sus intereses conviniere, a su vez señale domicilio para oír y recibir notificaciones en esta ciudad de Naucalpan de Juárez, Estado de México, apercibida que en caso de no hacerlo así, con fundamento en el artículo 30 fracción II de la Ley de la materia, en relación con los artículos 305 y 306 del Código Federal de Procedimientos Civiles de aplicación supletoria a la Ley de la materia, las subsecuentes notificaciones aún las de carácter personal se le hará por medio lista que se fijara en los estrados de este Juzgado.

Atentamente
Naucalpan de Juárez, Edo. de Méx., a 3 de julio de 2003.
La Secretaria de Acuerdos del Juzgado Cuarto de Distrito en el Estado de México
Licenciada Sofía del Carmen García Mendoza
Rúbrica.

(R.- 184394)

Estados Unidos Mexicanos
Poder Judicial de la Federación
Juzgado Octavo de Distrito en Materia Civil en el Distrito Federal
EDICTO
Notificación a la demandada Impulsora Mesa, S.A. de C.V.
En los autos del Juicio Ordinario Civil número 151/2001, promovido por el Comité Administrador del Programa Federal de Construcción de Escuelas en contra de Impulsora Mesa, Sociedad Anónima de Capital Variable, se dictó el siguiente auto de fecha veintinueve de agosto de dos mil tres: se admite la prueba confesional, a cargo de la parte demandada Impulsora Mesa, Sociedad Anónima de Capital Variable, por conducto de su administrador único, persona que deberá comparecer de manera personal y no por conducto de apoderado, a quien se manda citar mediante publicación por tres veces consecutivas en el **Diario Oficial de la Federación**; para que comparezcan ante este Juzgado a las diez horas con quince minutos del día tres de octubre de dos mil tres, a desahogar la prueba confesional a su cargo apercibido que de no comparecer se le declarará confesa de las posiciones que resulten calificadas de legales, salvo justas causas.
Atentamente
México, D.F., a 4 de septiembre de 2003.
La Secretaria del Juzgado Octavo de Distrito en Materia Civil en el Distrito Federal
Lic. Murcia Justine Ruiz González
Rúbrica.
(R.- 184491)

GRUPO COSTAMEX, S.A. DE C.V.

AVISO A LOS TENEDORES DE OBLIGACIONES CON GARANTIA FIDUCIARIA GLOBAL Y COLATERAL

COSTAMX 1996

En cumplimiento a lo dispuesto en la cláusula quinta del acta de emisión de Obligaciones con Garantía Fiduciaria Global y Colateral (COSTAMX) 1996, informamos que la tasa de interés bruto que devengarán las obligaciones por el periodo comprendido del 10 de septiembre al 9 de octubre de 2003, será de 9.48% anual, sobre el valor nominal de las mismas, conforme a las disposiciones fiscales vigentes.

Asimismo, se informa que a partir del 10 de septiembre, se llevará a cabo la liquidación de los intereses correspondientes al cupón 84 comprendido del 10 de agosto al 9 de septiembre de 2003, por un importe de $249,796.00, así como la amortización de 4,831 obligaciones de la serie X por $907,272.91.

El pago se efectuará por BBVA Bancomer Servicios, S.A., Dirección Fiduciaria, en las oficinas ubicadas en avenida Universidad 1200, colonia Xoco, código postal 03339, Distrito Federal, así como en las oficinas de Guadalajara, Jal. y Monterrey, N.L., del centro regional correspondiente.

México, D.F., a 4 de septiembre de 2003.

Representante Común de los Tenedores

BBVA Bancomer Servicios, S.A.

Institución de Banca Múltiple

Grupo Financiero

Dirección Fiduciaria

Lic. Ma. Antonieta Gutiérrez Frías

Rúbrica.

(R.- 184529)

GRUPO IUSACELL, S.A. DE C.V.

CONVOCATORIA A ASAMBLEA

GENERAL EXTRAORDINARIA Y ORDINARIA DE ACCIONISTAS

Por Acuerdo del Consejo de Administración de Grupo Iusacell, S.A. de C.V., se convoca a los accionistas de Grupo Iusacell, S.A. de C.V., a una Asamblea General Extraordinaria y Ordinaria de Accionistas, que se celebrará el 17 de octubre de 2003 a las 12:00 p.m., en el salón de usos múltiples del edificio Corporativo Santa Fe III, ubicado en avenida Prolongación Paseo de la Reforma número 1236, planta baja, colonia Santa Fe, Delegación Cuajimalpa, 05348 México, Distrito Federal, para tratar los asuntos contenidos en el siguiente:

ORDEN DEL DIA PARA LA

ASAMBLEA GENERAL EXTRAORDINARIA DE ACCIONISTAS

I. Propuesta, discusión y aprobación, en su caso, de la reestructuración del capital social mediante la conversión a serie única de la totalidad de las series representativas del capital social y la consecuente cancelación de las acciones de la serie A, y serie V del capital social de la Sociedad, así como la actualización de su inscripción en las Secciones de Valores y/o Especial del Registro Nacional de Valores, o en otras Bolsas de Valores Nacionales o Extranjeras en que las mismas se encuentren registradas.

II. Propuesta, discusión y aprobación, en su caso, del canje de las acciones representativas de la serie A y serie V, por acciones comunes, ordinarias, sin expresión de valor nominal, con derecho a voto pleno perteneciente a una serie Única, a razón de 20 (veinte) acciones de la serie A y/o serie V por una acción de la serie única. Como consecuencia de la reestructuración y canje anteriormente referidos, los títulos representativos de las acciones de la serie A y V quedarán cancelados.

III. Propuesta, discusión y aprobación, en su caso, de la actualización de la inscripción de las acciones de la Serie Única emitidas en los términos de los puntos que anteceden, en las Secciones de Valores y Especial del Registro Nacional de Valores y en otras Bolsas de Valores Nacionales o Extranjeras que determine la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad.

IV. Propuesta, discusión y aprobación, en su caso, de la reforma total a los estatutos sociales de Grupo Iusacell, S.A. de C.V.

V. Nombramiento y designación de delegados especiales de la asamblea para acudir ante notario público de su elección para protocolizar el acta e inscribir, en caso de ser necesario, ante el Registro Público de Comercio, los Acuerdos de la Asamblea, así como para gestionar y ejecutar cualquier otro trámite relacionado con la misma.

ORDEN DEL DIA PARA LA

ASAMBLEA GENERAL ORDINARIA DE ACCIONISTAS

I. Discusión y, en su caso, aprobación de una propuesta para sustituir, nombrar y/o ratificar a miembros del Consejo de Administración de la Sociedad y Comisarios de la Sociedad.

II. Nombramiento y designación de Delegados Especiales de la Asamblea.

Con base en el artículo Vigésimo Cuarto de los estatutos de la Sociedad, para asistir a la asamblea los accionistas, o sus representantes, deberán depositar sus títulos de acciones en las oficinas de la sociedad, ubicadas en Prolongación Paseo de la Reforma número 1236, pen house, colonia Santa Fe, México, Distrito Federal, o en cualquier institución autorizada y presentar a la sociedad en días y horas hábiles, el recibo de depósito correspondiente, a más tardar el 15 de octubre de 2003 a las 12:00 p.m., para recibir a cambio la tarjeta de admisión que acreditará su derecho a asistir a la Asamblea. Se recuerda a las casas de bolsa que deberán presentar el listado de titulares a que se refiere el artículo 78 de la Ley del Mercado de Valores, que contenga el nombre, domicilio, nacionalidad y número de acciones del accionista que representen. Los accionistas podrán concurrir a la asamblea personalmente o mediante apoderado, designado por medio de simple carta poder firmada ante dos testigos. Dicha representación deberá ser acreditada al momento de solicitar la tarjeta de admisión. Para los efectos de lo dispuesto en el inciso c) de la fracción VI del artículo 14 Bis 3 de la Ley del Mercado de Valores, se informa que en las oficinas de la Sociedad se encuentra a disposición de los intermediarios del mercado de valores que acrediten contar con la representación de accionistas, el formulario de poder con el que podrán acreditar su representación a la Asamblea.

Para cualquier aclaración en relación con la presente, los interesados pueden comunicarse con los licenciados Mauricio Martínez González y Norma E. Urzúa Villaseñor a los teléfonos 5267 4552 y 5109 4400 respectivamente.

México, D.F., a 10 de septiembre de 2003.

Grupo Iusacell, S.A. de C.V.

Secretario del Consejo de Administración

Lic. Héctor Rojas Villanueva

Rúbrica.

(R.- 184647)

Estados Unidos Mexicanos
Poder Judicial de la Federación
Juzgado Cuarto de Distrito en el Estado de Coahuila
EDICTO
Aurelio Flores y Cástulo Castillo.
Domicilio ignorado.

En el Juicio de Amparo número 401/2003, promovido por Roberto Ramírez Oviedo y coagraviados, contra actos del Representante Agrario Estatal de la Secretaría de la Reforma Agraria, con residencia en Saltillo, Coahuila, por proveído de cuatro de septiembre del año dos mil tres, con fundamento en lo dispuesto por los artículos 30, fracción II, de la Ley de Amparo, en relación al 315 del Código Federal de Procedimientos Civiles, de aplicación supletoria a la Ley de la Materia, se ordenó emplazar a usted, por medio de edictos para que dentro del término de treinta días, contados a partir del siguiente al de la última publicación del presente edicto, se apersone al Juicio constitucional en cita, en su carácter de tercero perjudicado y si a sus intereses conviene haga valer sus derechos; en la inteligencia de que la copia de la demanda de garantías, queda a su disposición en la Secretaría de este Juzgado.

Para su publicación, por tres veces de siete en siete días, en el Diario Oficial de la Federación y en el periódico El Zócalo que se publica en esta ciudad, expido el presente edicto, en la ciudad de Monclova, Coahuila, a los nueve días del mes de septiembre del año dos mil tres.

La audiencia constitucional tendrá verificativo a las diez horas con diez minutos del día veinte de octubre de este año.

La Secretaria Adscrita al Juzgado
Cuarto de Distrito en el Estado de Coahuila,
con Residencia en Monclova
Lic. Araceli Montano Maldonado
Rúbrica.
(R.- 184654)

Policia Federal Preventiva
Coordinación de Administración y Servicios
Dirección General de Recursos Materiales y Almacenes

CONVOCATORIA

En cumplimiento a lo establecido en el artículo 134 constitucional; 79 de la Ley General de Bienes Nacionales, y capitulo III de las Normas para la Administración y Baja de Bienes Muebles de las Dependencias de la Administración Pública Federal, la Policía Federal Preventiva (PFP) invita al público en general a participar en la Licitación Pública Internacional No. PFP/DGRMA/LPI/03/2003 para la enajenación de los siguientes bienes:

Partida	Descripción	Cantidad	Unidad de medida	Precio mínimo de venta ($)
1	Helicóptero 206 Bell Jet Ranger III matricula XC-PFC	1	Unidad	$ 2,725,000.00
2	Helicóptero 206 Bell Jet Ranger III matricula XC-PFA	1	Unidad	$ 2,943,000.00
3	Helicóptero 206 Bell Jet Ranger III matricula XC-PFO	1	Unidad	$ 2,834,000.00
4	Helicóptero 206 Bell Jet Ranger III matricula XC-PFM	1	Unidad	$ 2,289,000.00
5	Helicóptero 206 Bell Jet Ranger III matricula XC-PFR	1	Unidad	$ 2,725,000.00
6	Helicóptero 206 Bell Jet Ranger III matricula XC-PFS	1	Unidad	$ 3,270,000.00
7	Avión Monomotor Cessna 182 S Skyline matricula XC-FPF	1	Unidad	$ 1,526,000.00
8	Avión Monomotor Cessna 182 S Skyline matricula XC-JPF	1	Unidad	$ 1,526,000.00
9	Avión Monomotor Cessna 182 S Skyline matricula XC-HPF	1	Unidad	$ 1,526,000.00

Para la enajenación de estos bienes se deberá presentar oferta para cada partida en la que el interesado desee participar. Los bienes se localizan en el hangar 7 de la Policía Federal Preventiva, en el aeropuerto Internacional de la Ciudad de México.

Los interesados podrán obtener las bases, en la Dirección de Almacenes e Inventarios, ubicada en Miguel Ángel de Quevedo número 915, primer piso, colonia el Rosedal Delegación Coyoacán, del 19 de septiembre al 8 de octubre del 2003 (días hábiles) de las 9:00 horas a las 15:00 horas y se entregarán a la presentación de cheque de caja expedido por una Institución de Banca y Crédito establecida en la República Mexicana, a favor de la Tesorería de la Federación, por un importe de $5,000.00 (cinco mil pesos 00/100 M.N.) y para su consulta en la página de Internet: www.ssp.gob.mx.

La inspección de bienes por parte de quienes hayan comprado las bases, se llevará a cabo del día 22 de septiembre al 8 de octubre de 2003 de 10:00 a 15:00 horas en el aeropuerto Internacional de la Ciudad de México, en el hangar 7 de la Policía Federal Preventiva.

La junta de aclaraciones se llevará a cabo el día 6 de octubre del 2003 a las 10:00 horas en la sala de juntas ubicada en Miguel Ángel de Quevedo número 915, primer piso, colonia el Rosedal Delegación Coyoacán.

La entrega y apertura de los sobres que contienen la documentación requerida en las bases correspondientes y la oferta económica de los licitantes se hará el 9 de octubre del año 2003 de las 9:00 horas a las 11:00 horas.

El Fallo se comunicará el día 15 de octubre del 2003 a las 18:00 horas en la sala de juntas en el domicilio antes citado.

Los bienes adjudicados podrán ser pagados dentro de los 10 días hábiles posteriores al fallo y el retiro de los bienes deberá ser dentro de 20 días hábiles contados a partir del día siguiente de que el adjudicatario realice el pago.

- Para el sostenimiento de las ofertas, los licitantes deberán presentar una garantía, mediante cheque certificado o de caja a favor de la Tesorería de la Federación, por el importe equivalente al 10 % del precio mínimo de venta de la partida o partidas que pretendan adquirir.

México, D.F. 19 de septiembre de 2003.

Atentamente

Lic. Alejandro Polo Ruiz

Director General de Recursos Materiales y Almacenes
Rúbrica.

(R.- 184674)

TECNOLOGIA DE VIBRACIONES Y ULTRASONIDO, S.A. DE CV.

CONVOCATORIA

Se convoca a los accionistas de la sociedad Tecnología de Vibraciones y Ultrasonido, S.A. de C.V., a una Asamblea General Ordinaria Anual de accionistas que se verificará a las 9:00 horas del 2 de octubre de 2003, en el inmueble ubicado en la calle de Córdoba número 42, piso mezanine, colonia Roma, México, Distrito Federal, código postal 06700, de conformidad con el siguiente:

ORDEN DEL DIA

ASUNTOS QUE COMPETEN A LA ASAMBLEA

GENERAL ORDINARIA ANUAL DE ACCIONISTAS

1. Presentación, discusión y en su caso, aprobación de los informes del Consejo de Administración sobre la marcha de la Sociedad durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 1996, 1997, 1998, 1999, 2000, 2001 y 2002, respectivamente, así como sobre las políticas seguidas por el Consejo de Administración en dichos ejercicios, los principales proyectos existentes, principales políticas y criterios contables y de información seguidos en la preparación de la información financiera antes referida, estados financieros, estados de resultados, estados de cambios en la situación financiera y estados de cambios en las partidas que integran el patrimonio social ocurridos durante los ejercicios mencionados, notas complementarias y aclaratorias de la información antes señalada, de Acuerdo con lo dispuesto por los incisos a), b), c), d), e), f) y g) del artículo 172 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, incluyendo los informes del Comisario de la Sociedad a que se refiere la fracción IV del artículo 166 de la Ley General de Sociedades Mercantiles.
2. Renuncia de los miembros del Consejo de Administración y Comisario de la sociedad.
3. Nombramiento de miembros del Consejo de Administración y Comisario de la sociedad.
4. Determinación de los emolumentos en su caso, para los miembros del Consejo de Administración y Comisario de la sociedad.
5. En su caso, separación del cinco por ciento (5%) de las utilidades netas obtenidas por la sociedad durante los ejercicios sociales terminados al 31 de diciembre de 1996, 1997, 1998, 1999, 2000, 2001 y 2002, para el fondo de reserva legal.
6. Informe sobre el extravío del libro de registro de acciones y de variaciones de capital de la sociedad y ratificación de la distribución del capital social y tenencia accionaria.
7. Designación de delegados especiales, para que comparezcan ante notario público y Registro Público de la Propiedad y el Comercio que corresponda, para protocolizar e inscribir los Acuerdos tomados en la presente asamblea en caso de ser necesario.

Atentamente,

México, D.F., a 10 de septiembre de 2003.

Juan N. Gómez Lara

Comisario

Rúbrica.

(R.- 184648)

Secretaria de Agricultura Ganaderia, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentacion
Oficialia Mayor
Direccion General de Proveeduria y Racionalizacion de Bienes y Servicios
Direccion de Compras
Subdireccion de Inventarios

LICITACION PUBLICA

CONVOCATORIA

En Cumpliendo con lo establecido en el artículo 134 constitucional; 79 de la Ley General de Bienes Nacionales y el Capítulo III de las Normas para la Administración y Baja de Bienes Muebles de las Dependencias de la Administración Pública Federal, se convoca a las personas Físicas y morales, Nacionales y Extranjeras, a participar en la Licitación Pública de Bienes Muebles, de conformidad con lo siguiente:

No. de licitación	Costo de las bases	Venta de bases	Inspección física de los bienes muebles	Presentación de proposiciones y acto de apertura de ofertas	Acto de adjudicación (fallo)
SAGARPA-DGPRBS-LP-01/2003	$1,000.00	18/09/2003 al 26/09/2003 de 9:00 a 14:00 horas	18/09/2003 al 26/09/2003 de 9:00 a 14:00 horas	30/09/2003 de 9:00 a 11:00 horas	30/09/2003 11:00 horas

No. de control	Descripción de los bienes muebles	Cantidad aproximada	Unidad de medida	Precio mínimo de venta o avalúo
Partida 1	Avión marca Cessna, modelo T310-II, serie 1893, matrícula XC-DOF	1	Pieza	$829,000.00
Partida 2	Avión marca Cessna, modelo T310-II, serie 1888, matrícula XC-DOA	1	Pieza	$971,000.00
Partida 3	Bienes de consumo obsoletos (artículos de papelería, utensilios de cocina y comedor, consumibles de cómputo y llantas)	1	Lote	$65,884.00
Partida 4	Lote de desecho ferroso	20,000	Kilogramos	$0.4361 / Kg.
Partida 5	Lote de plástico (proveniente de equipo informático	12,000	Kilogramos	$0.4952 / Kg.

Los interesados podrán adquirir las bases y especificaciones en avenida 412, número 53, colonia San Juan de Aragón, Delegación Gustavo A. Madero, código postal 07920, México, D.F., previa entrega de cheque de caja expedido por una Institución de Banca y Crédito establecida en la República Mexicana, a favor de la Tesorería de la Federación, por un importe de $1,000.00 (un mil pesos 00/100 M.N.). Es de señalar, que las bases podrán ser revisadas por los interesados previamente a su pago, el cual será requisito indispensable para participar en la licitación.

Los Bienes Muebles serán Licitados por partida y se localizan en Calle 7 Hangar 63, Aeropuerto Internacional de la Ciudad de Toluca, Estado de México, para las partidas 1 Y 2, y en avenida 412 número 53, colonia San Juan de Aragón, Delegación Gustavo A. Madero, código postal 07920, México, D.F., para las partidas 3, 4 y 5, previa adquisición de las bases.

El depósito de garantía para participar en la licitación pública será del 10% del precio mínimo de venta o avalúo, teniendo derecho a participar por una o el total de las partidas.

El idioma en que deberán presentarse las proposiciones será el español.

No podrán participar las personas que se encuentren en alguno de los supuestos del artículo 8, Fracción XX de la Ley Federal de Responsabilidades Administrativas de los Servidores Públicos.

La junta de aclaraciones, para resolver posibles dudas de los interesados se realizará el día 29 de septiembre de 2003, a las 12:00 horas, en la Sala de Eventos Múltiples de la Subdirección de Inventarios, sita en avenida 412 número 53, colonia San Juan de Aragón, Delegación Gustavo A. Madero, código postal 07920, México, D.F.

La celebración del Acto de Apertura de Ofertas y Fallo, se llevará a cabo en el lugar señalado en el párrafo anterior.

El plazo máximo para retirar los bienes muebles adjudicados, será de diez días hábiles, posteriores al acto de adjudicación o fallo.

La convocatoria y bases de la presente licitación pública, se encuentran disponibles para consulta en la página electrónica de esta dependencia www.sagarpa.gob.mx.

México, D.F., a 18 de septiembre de 2003.

Sufragio Efectivo. No Reelección

El Director General
Lic. Gerardo Barrios Riveron
Rúbrica.

(R.- 184712)