NORMA TÉCNICA OBLIGATORIA NICARAGÜENSE. DEPÓSITO DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS. PARTE 1: INSTALACIONES INDUSTRIALES PARA CONSUMO DIRECTO

NORMA TÉCNICA NTON 14 024 - 14:1, Aprobada el 13 de Octubre del 2017

Publicado en La Gaceta, Diario Oficial No. 61 del 03 de Abril del 2018

NORMA TÉCNICA OBLIGATORIA NICARAGÜENSE. DEPÓSITOS DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS. PARTE 1: INSTALACIONES INDUSTRIALES PARA CONSUMO DIRECTO.

NTON 14 024- 14:1 - NORMA TÉCNICA OBLIGATORIA NICARAGÜENSE

En la discusión y aprobación de la Norma Técnica Obligatoria Nicaragüense denominada **NTON 14 024-14:1 Depósitos de Hidrocarburos Líquidos. Parte 1: Instalaciones Industriales para Consumo Directo,** participaron los representantes de las siguientes organizaciones:

MEM María Jazmín Pérez
MEM Milagros Márquez Gutiérrez
MEM Abraham Jiménez Mayorga
INE Manuel Duarte Morales
INE Nelly Harding Zamora
INE Xavier Sandino Ruíz
ALMA Leonardo Icaza
ALMA Ena Ardón
DGBN Xavier López Aburto
DGBN Salvador Gallo
PUMAENERGY. Jadel Estrada Saldaña
UNO Nicaragua S.A. Pedro Velásquez Reyes
DNPS.A. Denis Espinoza
DNPS.A. Leandro Kuan
PENSA Gregorio Álvarez Estrada
CCN Ramón Rafael Barrios
CCN Waleska Aragón
SER LICORERA Diego Salmerón
ANITEC Cristóbal Quintanilla
HOLCIM Diana Lacayo
MITRAB Manuel Álvarez
MARENA Yelba López
MIFIC Karla Brenes Sirias

Esta norma fue aprobada por el Comité Técnico, luego de realizada la revisión de los comentarios surgidos en el proceso de Consulta Pública, en su última sesión de

Fuente: http://www.leybook.com/doc/19977

trabajo el día 08 de Octubre del 2015.

1. OBJETO

La primera parte de esta norma establece las especificaciones técnicas y de seguridad que deben cumplir las instalaciones industriales para consumo directo destinadas al almacenamiento de líquidos combustibles e inflamables derivados del petróleo, incluyendo su construcción, operación, mantenimiento, cierre y cualquier actividad asociada.

2. CAMPO DE APLICACIÓN

Esta norma es aplicable a las instalaciones industriales para consumo directo y a las estaciones de servicio de auto consumo de líquidos inflamables y combustibles derivados del petróleo y que sean almacenados a presión atmosférica en cantidades mayores a 1 892,50 L (500 gal).

Se excluyen de esta norma, refinerías, terminales, plantas térmicas para generación de energía eléctrica y estaciones de servicio automotor y marinas de venta al público.

3. REFERENCIAS NORMATIVAS

3.1 Norma Metrológica sobre el Sistema Internacional de Unidades (SI)

3.2 Ley No. 277 Ley de Suministro de Hidrocarburos y su reglamento.

3.3 NFPA 70 National Electrical Code NEC (Código Eléctrico Nacional).

3.4 NFPA 20 Standard for The Installation of Stationary Pumps for Fire Protection (Norma para la instalación de bombas estacionarias de protección contra incendios).

3.5 NFPA 24 Standard for the Instalation of Prívate Fir Service Mains and Their Appurtenances (Norma para la instalación de tuberías para servicio privados de incendios y sus accesorios).

3.6 UL 58 Steel Underground Tanks for Flammable and Combustible Liquids (Tanques Soterrados de Acero para Líquidos Inflamables y Combustibles).

3.7 UL 1316 Glass-Fiber-Reinforced Plastic Underground Storage Tanks for Petroleum Products (Tanques Soterrados de Fibra de Vidrio Reforzada con Plástico para Derivados del Petróleo).

3.8 UL 1746 Externa! Corrosion Protection Systems for Steel Underground Storage Tanks (Sistemas de Protección anti corrosión externa para tanques de acero soterrados).

Fuente: http://www.leybook.com/doc/19977

3.9 UL 2080 Fire Resistant Tanks for Flammable and Combustible Liquids (Tanques Resistentes al Fuego para Líquidos Inflamables y Combustibles).

3.10 UL 2085 Protected Aboveground Tanks for Flammable and Combustible Liquids (Tanques Superficiales Protegidos para Líquidos Inflamables y Combustibles).

3.11 ASTM D 4021 Standard Specification for Glass-Fiber Reinforced Polyester Underground Petroleum Storage Tanks (Especificación estándar para tanques soterrados de poliéster reforzado con fibra de vidrio para el almacenamiento de Petróleo)

3.12 UL 142 Steel Aboveground Tanks for Flammable and Combustible Liquids (Tanques superficiales de Acero para Líquidos Inflamables y Combustibles).

3.13 API Standard 650 Welded Steel Tanks for Oil Storage (Tanques de Acero Soldados para el Almacenamiento de Petróleo).

3.14 NFPA 30 Flammable and Combustible Liquids Code (Código de Líquidos Inflamables y Combustibles).

3.15 UL 2245 Below-Grade Vaults for Flammable Liquid Storage Tanks (Bóvedas bajo suelo para Tanques de Almacenamiento de Líquidos Inflamables y Combustibles).

3.16 API 1615 Installation of Underground Petroleum Storage Systems (Instalación de Sistemas Soterrados para el Almacenamiento de Petróleo).

3.17 National Electrical Manufacturers Association NEMA (Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos).

3.18 NTON 22 002 - 09 Instalaciones de Protección contra incendios.

3.19 NFPA 704 Standard System for the Identification of the Hazards of Materials for Emergency Response (Sistema Normativo para la Identificación de los Riesgos de Materiales para Respuesta a Emergencia).

3.20 Guía Técnica para el Diseño de Alcantarillado Sanitario y Sistemas de Tratamiento de Aguas Residuales" elaborada por el Instituto Nicaragüense de Acueductos y Alcantarillados (INAA).

3.21 Decreto 33-95 "Disposiciones para el Control de la Contaminación Proveniente de la Descarga de Aguas Residuales Domesticas, Industriales y Agropecuarias".

3.22 EPA/530/UST-90/004 Standard Test Procedures For Evaluation Leak Detection Methods: Volumetric Tanks Tightness Testing Methods (Procedimientos de Prueba

Fuente: http://www.leybook.com/doc/19977

para la
Evaluación de los Métodos de Detección de Fugas: Métodos Volumétricos para las Pruebas de Hermeticidad de Tanques).

3.23 EPA/530/UST-90/005 Standard Test Procedures For Evaluation Leak Detection Methods: No Volumetric Tanks Tightness Testing Methods (Procedimientos de Prueba para la Evaluación de los Métodos de Detección de Fugas: Métodos No Volumétricos para las Pruebas de Hermeticidad de Tanques).

3.24 Código de Instalaciones Eléctricas de Nicaragua CIEN.

4. DEFINICIONES

4.1 Aguas oleaginosas. Aguas que se encuentran mezcladas con aceites en concentraciones mayores de 20mg/L.

4.2 Autorización. Permiso otorgado por el Ministerio de Energía y Minas a un agente económico para ampliar o rehabilitar las instalaciones existentes o para la construcción de nuevas instalaciones de la cadena de suministro de hidrocarburos.

4.3 Bóveda. Un recinto cerrado consistente de cuatro paredes, un piso y un techo con el propósito de contener un tanque de almacenamiento de líquido, y no diseñado para ser ocupado por personal, salvo para inspección, reparación o mantenimiento de la bóveda, el tanque de almacenamiento o el equipo relacionado.

4.4 Campo de infiltración. Excavación larga y angosta realizada en la tierra para colocar las tuberías de distribución del efluente del interceptor de hidrocarburos para su infiltración en el suelo.

4.5 Cierre permanente. Cese de la actividad de almacenamiento y/o despacho de forma permanente en el sitio que conlleva a la cancelación de la Licencia de depósito de Hidrocarburos.

4.6 Clasificación de líquidos.
Los líquidos inflamables deben clasificarse como líquidos Clase 1 y sub-clasificados de acuerdo a lo siguiente:

(1) Líquido clase lA - Cualquier líquido con un punto de inflamación menor de 22,8°C (73°F) y punto de ebullición menor de 37,8°C (l00°F)

(2) Líquido clase lB - Cualquier líquido con un punto de inflamación menor de 22,8°C (73°F) y punto de ebullición de 37, 8°C (l00°F) o mayor

(3) Líquido clase IC - Cualquier líquido con un punto de inflamación de 22,8°C (73°F), pero menor de 37,8°C (100°F)

Fuente: http://www.leybook.com/doc/19977

Los líquidos combustibles deben clasificarse de acuerdo con lo siguiente:

(1) Líquido clase II - Cualquier líquido que tiene un punto de inflamación igual o superior a 37,8°C (l00°F) e inferior a 60°C (l40°F)

(2) Líquido clase III - Cualquier líquido con un punto de inflamación igual o superior a 60°C (140°F)

(a) Líquido clase IIIA - Cualquier líquido que tiene un punto de inflamación igual o superior a 60°C (140°F), pero inferior 93°C (200°F)

(b) Líquido clase IIIB-Cualquier líquido que tiene un punto de inflamación igual o superior a 93°C (200°F).

4.7 Corrosión. Alteración de cualquier material por efectos fisicoquímicos del medio exterior o interior, que provocan una disminución del espesor útil o tolerancia de trabajo.

4.8 Cubeto de contención. Estructura impermeable que rodea el área del tanque superficial, diseñado para contener el producto derramado. (Este concepto es equivalente a muro o herma de contención).

4.9 Desinstalación de equipos por cambio de suplidor. Todo retiro de equipo motivado por cambio de suplidor de combustible cuando los equipos son propiedad del mismo. Puede haber cesión o traspaso de Licencia.

4.10 Edificio importante. Edificio considerado imprescindible en una exposición a incendio.

4.11 Escalera. Elemento usado para la circulación vertical de personas compuesto por una serie de escalones que permiten subir o bajar de un nivel a otro.

4.12 Hidrocarburos. Todos aquellos compuestos químicos que consisten principalmente de carbono e hidrógeno, cualquiera que sea su estado físico.

4.13 Interceptor de Hidrocarburos. Componente del sistema de tratamiento de aguas oleosas con múltiples cámaras, que trabaja separando por diferencias de densidades el hidrocarburo del agua para un periodo de retención determinado.

4.14 Instalaciones industriales para consumo directo. Conjunto de infraestructura donde los derivados del petróleo son almacenados y distribuidos hasta los equipos, que los utilizan en los procesos de producción y servicios varios, desarrollados por el agente económico, sin que exista transacción comercial con terceros.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/19977

4.15 Licencia. Documento otorgado por el Ministerio de Energía y Minas a un agente económico para la realización de cualquier actividad en la cadena de suministros de hidrocarburos, con excepción de las actividades de construcción que requieren de una autorización.

4.16 Líquido Combustible. Es un fluido cuyo punto de inflamación es igual o superior a los 310,95 K (37,8°C).

4.17 Líquido inestable. Un líquido que en estado puro o como es comercialmente producido o transportado, se polimerizará o descompondrá vigorosamente, sometido a reacción de condensación o se tornará auto-reactivo bajo condiciones de choque, presión o temperatura.

4.18 Líquido Inflamable. Es un fluido cuyo punto de inflamación es inferior a 310,95K (37,8°C) y que tiene una presión de vapor máxima de 275,8kPa (40lb/in^2).

4.19 Pasarela. Puente pequeño para uso peatonal, que sirve para unir dos superficies ubicadas al mismo nivel.

4.20 Plataforma. Tablero horizontal, descubierto y elevado sobre el suelo, donde se colocan personas o cosas.

4.21 Productos Derivados del Petróleo. Son compuestos orgánicos puros o mezclados que se obtienen del procesamiento del petróleo o mezclas de los mismos por cualquier medio o proceso químico, que comprenden pero no está limitado a los siguientes: Aceites lubricantes ordinarios, refinados o purificados, asfaltos, bunker para motores de combustión o calderas, gases comerciales de butano, etano, metano, propano y otros similares o mezclas de estos gases, gasolina o nafta, gasóleo o aceite diésel, kerosén y aceites similares para combustión, turbo fuel o combustibles para motor a propulsión. Otros productos o subproductos derivados del petróleo con punto de inflamabilidad inferior a l20°C, determinado en aparato cerrado de Pensky-Martens.

4.22 Pozo de absorción. Perforación profunda realizado en la tierra para infiltrar el agua residual en el suelo permeable.

4.23 Pozo de monitoreo. Agujero ubicado en la fosa de tanques, cuyo fondo está a un nivel más bajo que el nivel del lecho de los mismos, destinado para la detección de fugas de combustible.

4.24 Puesto a tierra (Polo a tierra). Conectado a tierra o a algún cuerpo conductor que sirve como tierra.

4.25 Recipiente Estacionario. Recipiente utilizado para contener un fluido a presión, que por su tamaño, peso y diseño, permanece fijo en su sitio de emplazamiento. La operación de carga y descarga es realizada en el mismo sitio.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/19977

4.26 Tanque de almacenamiento. Cualquier recipiente que tenga una capacidad de líquido que exceda 230L (60gal.), destinado para instalación fija y no utilizado para proceso.
4.27 Tanque de doble pared. Es aquel construido de dos capas o paredes, con un intersticio o espacio anular entre ambas, para contener una fuga desde el tanque interior.

4.28 Tanque de pared sencilla. Es aquel conformado por un solo contenedor.

4.29 Tanque Soterrado. Es aquel instalado bajo la superficie del terreno.

4.30 Tanque Superficial. Es aquel cuya estructura está instalada sobre la superficie del terreno.

4.31 Tubería. Conjunto de conductos de sección circular los cuales transportan hidrocarburos.

4.32 Tubería de venteo. Tubería conectada o no a la válvula de alivio de presión y/o vacío para conducir a la atmósfera o a sitios ventilados seguros, los gases producidos por una sobre presión de los tanques de almacenamiento de baja presión o atmosférica.

5. ASPECTOS GENERALES

5.1 Sistema de Medición. Las unidades de medidas se establecen conforme a lo estipulado en la "Norma Metrológica sobre el Sistema Internacional de Unidades (SI)".

5.2 Permisos y estudios. Para la construcción, ampliación, remodelación o rehabilitación de depósitos para hidrocarburos líquidos, se debe cumplir con las disposiciones señaladas en la Ley No. 277 "Ley de Suministros de Hidrocarburos" y su Reglamento. Se debe presentar solicitud en el formato establecido para este fin ante la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas, adjuntando los documentos requeridos:

5.2.1 Estudio geológicos y Evaluación sísmica aprobados por el Instituto Nicaragüense de Estudios Territoriales y estudios geotécnicos.

5.2.2 Constancia de uso del suelo y permiso o Autorización de Construcción otorgados por la Alcaldía Municipal correspondiente

5.2.3 Aprobación del diseño de las instalaciones eléctricas e instalaciones fijas de protección contra incendios por parte de la Dirección General de Bomberos de Nicaragua, Ley No 837, Ley de la Dirección General de Bomberos de Nicaragua y su Reglamento, Decreto No 39-2014.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/19977

5.2.4 El cumplimiento de estas disposiciones no exime al solicitante del compromiso con otras instancias encargadas de regular y normar aspectos de diseño, construcción y ubicación de este tipo de instalaciones.

Nota. Para efecto de las conversiones de unidades al Sistema Internacional de Unidades, se hizo uso de la regla de redondeo.

6. ESPECIFICACIONES

6.1 Diseño, construcción y montaje.

6.1.1 Obras Civiles, electromecánicas e hidrosanitarias. Las instalaciones no deben ubicarse sobre suelos arenosos o arcillosos sin compactar, rocas fracturadas, depósitos sedimentarios aluviales, coluviales, lacustres o litorales.

Únicamente es aceptable sobre suelos sometidos a estudios que certifiquen la idoneidad de sus características geológicas y geotécnicas.

6.1.2 Los estudios geotécnicos deberán ser elaborados por personal calificado y contener al menos la siguiente información:

6.1.2.1 Capacidad de carga del suelo.

6.1.2.2 Estratigrafía del sub suelo.

6.1.2.3 Cálculo para la estabilidad de taludes, en caso que se requiera.

6.1.2.4 Determinación del nivel del manto freáticos.

6.1.2.5 Conclusiones y recomendaciones para la instalación de los tanques de almacenamiento.

6.1.3 El agente económico debe indicar en los planos las especificaciones de los materiales empleados para la construcción de los tanques, tuberías y demás accesorios.

6.2 Tanques de Almacenamiento.

6.2.1 Materiales. Los materiales a ser empleados en los sistemas para tanques de doble pared y pared sencilla deben estar en concordancia con los criterios señalados en las siguientes normas.

a. UL 58 Steel Underground Tanks for Flammable and Combustible Liquids (Tanques Soterrados de Acero para Líquidos Inflamables y Combustibles).

Fuente: http://www.leybook.com/doc/19977

b. UL 1316 Glass-Fiber-Reinforced Plastic Underground Storage Tanks for Petroleum Products (Tanques Soterrados de Fibra de Vidrio Reforzada con Plástico para Derivados del Petróleo).

c. UL 1746 External Corrosion Protection Systems for Steel Underground Storage Tanks (Sistemas de Protección anti corrosión externa para tanques de acero soterrados).

d. UL 2080 Fire Resistant Tanks for Flammable and Combustible Liquids (Tanques Resistentes al Fuego para Líquidos Inflamables y Combustibles).

e. UL 2085 Protected Aboveground Tanks for Flammable and Combustible Liquids. (Tanques Superficiales Protegidos para Líquidos Inflamables y Combustibles).

f. ASTM D 4021 Standard Specification for Glass-Fiber-Reinforced Polyester Underground Petroleum Storage Tanks (Especificación estándar para tanques soterrados de poliéster reforzado con fibra de vidrio para el almacenamiento de Petróleo).

g. UL 142 Safety Steel Aboveground Tanks for Flammable and Combustible Liquids (Tanques superficiales de Acero para Líquidos Inflamables y Combustibles).

h. API 650 Welded Steel Tanks for Oil Storage (Tanques de Acero Soldados para el Almacenamiento de Petróleo).

6.3 Tanques superficiales.

6.3.1 Para uso superficial podrán instalarse únicamente tanques que cumplan con los siguientes estándares y/o certificaciones UL 142 Steel Aboveground Tanks for Flammable and Combustible Líquids (Tanques superficiales de Acero para Líquidos Inflamables y Combustibles), UL 2080 Fire Resistant Tanks for Flammable and Combustible Liquids (Tanques Resistentes al Fuego para Líquidos Inflamables y Combustibles), UL 2085 Protected Aboveground Tanks for Flammable and Combustible Liquids. (Tanques Superficiales Protegidos para Líquidos Inflamables y Combustibles) o API 650 Welded Steel Tanks for Oil Storage (Tanques de Acero Soldados para el Almacenamiento de Petróleo) según corresponda. Esta disposición aplica también para tanques con cubetos metálicos incorporados.

6.3.2 Para los tanques construidos en campo se observarán las disposiciones de la norma bajo la cual son fabricados.

6.3.3 Todos los tanques deben cumplir con requerimiento de marcado establecido en la norma de fabricación.

6.3.4 Los tanques deben protegerse contra la corrosión.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/19977

6.3.5 Los tanques diseñados para uso superficial horizontal no deben ser instalados como tanques verticales.

6.3.6 Los tanques diseñados para uso superficial vertical no deben ser instalados como tanques horizontales.

6.3.7 Los tanques diseñados para uso superficial no deben utilizarse como tanques soterrados.

6.3.8 Los tanques diseñados para uso soterrado no deben utilizarse como tanques superficiales

6.4 Tanques horizontales.

6.4.1 Los tanques horizontales superficiales cuya capacidad supere los 2081,75L (550gal) deben ser provistos de platina de refuerzo, colocada entre el cuerpo del tanque y los soportes sobre los que descansa. La platina de refuerzo debe extenderse un mínimo de 0,10 veces el radio del tanque por encima de los extremos del soporte y tener un ancho de b+ 10t, donde b es el ancho del soporte y t es el espesor de la platina.

6.5 Tanques verticales

6.5.1 Para nuevas instalaciones, se permite solamente uso de tanques soldados, bien sean fabricados en planta o directamente erigidos en campo, que operen bajo condiciones de almacenamiento a presión atmosférica y que descansen sobre una base de cimentación conformada por material selecto y grado de compactación acorde a los requerimientos de carga necesarios o sobre patas o bastidores metálicos.
Es responsabilidad del dueño de las instalaciones cumplir con todas las especificaciones que marcan los estándares.

6.5.2 Los materiales, criterios de diseño, fabricación, montaje y pruebas de tanques armados en el sitio, se basan en los requerimientos establecidos en API 650 Welded Steel Tanks for Oil Storage (Tanques de Acero Soldados para el Almacenamiento de Petróleo) y UL 142 Steel Aboveground Tanks for Flammable and Combustible Liquids (Tanques superficiales de Acero para Líquidos Inflamables y Combustibles).

6.6 Ubicación.

6.6.1 Los tanques superficiales deben ser ubicados de forma que se faciliten las maniobras del camión cisterna que realiza la entrega de combustible.

6.6.2 La superficie de la zona de descarga del producto debe ser cubierta por una losa de concreto reforzado de 15,00cm (6 in) de espesor y drenar hacia un interceptor de

Fuente: http://www.leybook.com/doc/19977

hidrocarburos, para prevenir la contaminación del suelo.

6.6.3 La separación horizontal mínima entre un contenedor de GLP y un tanque de almacenamiento de líquido Clase I, Clase II o Clase IIA debe ser al menos de 6 m (20ft) Estos requerimientos no se aplicaran donde contenedores de GLP con capacidad de 475L (125gal) o menos estén instalados adyacentes a tanques de Fue Oíl con capacidad de 2 500L (660gal) o menos.

6.6.4 Esta misma distancia se observará con respecto a tanques estacionarios conteniendo líquidos o gases, criogénicos o inestables, sometidos a presión.

6.6.5 La distancia entre un tanque conteniendo un líquido inestable y un tanque conteniendo hidrocarburos líquidos u otro liquido inestable no debe ser menor a la mitad de la suma de sus diámetros.

6.6.6 Deberá existir una separación mínima de 6 metros entre tanques superficiales que contengan líquidos con punto de inflamación menores a 366,55K (93,4°C) y cualquier recipiente estacionario que almacena gas licuado de petróleo.

6.6. 7 La distancia de los tanques con respecto a otros tanques superficiales, líneas de propiedades colindantes y límites de la vía pública o interna deberán cumplir con las distancias establecidas en las Tablas No 1, No. 2 y No. 3.

Tabla No. 1.

Separación mínima entre paredes de tanques superficiales colindantes para almacenamiento de líquidos estables.

Tabla No. 2.

Localización de tanques superficiales respecto a los límites de la propiedad, vías públicas e internas y edificios importantes. Aplica para almacenamiento de líquidos estables.

Tabla No. 3.

Localización de tanques protegidos respecto a los límites de la propiedad, vía pública o interna y edificios importantes. Aplica para almacenamiento de líquidos estables.

6.6.8 La separación mínima entre tanques superficiales de almacenamiento de líquidos inflamables o combustibles y líneas de transmisión y distribución eléctrica se regirá por la distancia mayor de la tabla 3 "Claros y Mínimos del conductor a edificios u otras instalaciones en metros (m) referida en los "Manuales de Construcción de Redes

Fuente: http://www.leybook.com/doc/19977

Aéreas de Distribución en Media Tensión" aprobados por ENEL en 1998 y sus actualizaciones.

6.7 Tanques en Bóveda.

6.7.1 Cuando existan limitaciones de espacio para la instalación de los tanques superficiales, se permitirá colocarlos dentro de bóvedas, a una distancia mínima de 3,00m entre la pared exterior de la bóveda y lo enumerado a continuación:

a. Cualquier límite de la propiedad.
b. Las líneas de derechos de vía y servidumbre pública
c. Construcciones verticales y horizontales más cercanas dentro de la misma propiedad.

6.7.2 En caso de existir discrepancia con la distancia establecida en los planes de ordenamiento de las municipalidades, prevalecerá la mayor.
6.7.3 Únicamente podrán instalarse tanques para uso superficial, certificados con UL 142 Steel Aboveground Tanks for Flammable and Combustible Liquids (Tanques superficiales de Acero para Líquidos Inflamables y Combustibles). En ningún caso se permitirá material de relleno alrededor del tanque.

6.7.4 El estándar de construcción para bóvedas es UL 2245 Below-Grade Vaults for Flammable Liquid Storage Tanks (Bóvedas Bajo el Nivel del Suelo para Tanques de Almacenamiento de Líquidos Inflamables).

6.7.5 Cada tanque debe estar en su propia bóveda y debe estar completamente encerrado en la misma. Se permite el uso de tanques con más de un compartimento. Las bóvedas adyacentes pueden compartir una pared común.

6.7.6 Las bóvedas deben estar construidas con un mínimo de 152,4mm (6 in) de concreto armado u otro material incombustible equivalente.

6.7.7 En el diseño de las bóvedas se deben considerar las cargas sísmicas a las que serán sometidas.

6.7.8 Se debe garantizar un espacio mínimo de 0,90m (3ft) entre el tanque, las paredes y el techo de la bóveda para permitir la inspección visual, el mantenimiento y la reparación del tanque y de sus accesorios, además del acceso del personal de emergencias.

6.7.9 La parte superior de la bóveda debe estar diseñada para ser más débil que las paredes, para asegurar que la fuerza de una explosión dentro de la misma se dirija hacia arriba en lugar de que se desarrolle presión interna destructiva en su interior.

6.7.10 Se deben garantizar los medios de acceso a la parte superior de la bóveda y de

Fuente: http://www.leybook.com/doc/19977

ingreso a su interior. La escalera de ingreso a la bóveda deberá estar adosada a las paredes de la misma y no al · cuerpo del tanque contenido.

6.7.11 La escotilla de acceso al interior de la bóveda deberá tener un ancho mínimo de 915mm.

6.7.12 Para el alivio de los vapores desde el interior de los tanques se instalarán tuberías de alivio o respiraderos cuyo punto de descarga debe estar fuera de las bóvedas y al menos a 3,60 m por encima del nivel del terreno, cumpliendo con los requisitos del numeral 6.19 Tuberías de venteo.

6.7.13 Se deben garantizar medios para el drenaje de líquidos desde el interior de las bóvedas. Si se utiliza una bomba, ésta no deberá estar instalada permanentemente en la bóveda.

Se deben utilizar bombas portátiles eléctricas a prueba de explosión y/o neumáticas en sitios de almacenaje de gasolina tal como se indica en el Código de Instalaciones Eléctricas de Nicaragua (CIEN).

6.8 Manipulación.

6.8.1 Los tanques deben ser manejados durante su traslado al sitio de instalación de acuerdo al procedimiento establecido por el fabricante.

6.8.2 En caso de no contar con los manuales del fabricante, debe procederse de acuerdo a lo establecido en el API 1615 Installation of Underground Petroleum Storage Systems (Instalación de Sistemas Soterrados para el Almacenamiento de Petróleo).

6.8.3 Cuando los tanques deban ser almacenados por un tiempo que exceda el de la garantía otorgada por el fabricante, será responsabilidad del propietario la recertificación del mismo.

6.9 Instalación de tanques horizontales sobre superficie.

6.9.1 Los tanques horizontales para almacenamiento de líquidos combustibles e inflamables, diseñados para instalación permanente o temporal, deberán ser colocados sobre estructura de concreto, mampostería u otros soportes estructurales incombustibles. El diseño de los soportes deberá ser realizado de acuerdo a las dimensiones y peso del tanque.

Los soportes de los tanques deberán ser diseñados considerando las capacidades de carga del suelo y el esfuerzo sísmico a las que serán sometidas.

Donde se utilicen apoyos para sostener el tanque los mismos deberán permitir la expansión y contracción para evitar una excesiva concentración de esfuerzos.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/19977

6.10 Escaleras. Plataformas.

1. Los tanques superficiales deben contar con escaleras y plataformas fijas para el acceso a la parte superior de los mismos. Dos o más tanques pueden unirse por una pasarela.

2. Las escaleras, plataformas y pasarelas deben ser construidas de material incombustible.

3. Las escaleras y plataformas deben ser independientes sin soldarse directamente al tanque.

4. Las escaleras y plataformas deben cumplir con las regulaciones establecidas en la Norma ministerial sobre los lugares de trabajo. Anexo No. 1 Condiciones generales de seguridad en los lugares de trabajo. Referencia " Manual sobre condiciones de trabajo"

6.11 Instalaciones eléctricas.

6.11.1 El diseño, selección e instalación de conductores y demás equipos eléctricos deben llenar los requerimientos establecidos en el Código de Instalaciones Eléctricas de
Nicaragua (CIEN) "Capitulo 5 Ambientes Especiales" y NFPA 70 National Electrical Code (Código Eléctrico Nacional).

6.11.2 Los ambientes son clasificados dependiendo de las propiedades de los vapores, líquidos o gases inflamables, que pueden estar presentes, así como la posibilidad de que estén presentes en concentraciones inflamables.

6.11.3 La tabla No. 4 debe utilizarse para delimitar y clasificar áreas con el propósito de instalar conductores y equipo eléctrico bajo condiciones normales de operación.

Tabla No. 4.

Clasificación de áreas eléctricas

6.11.4 Los ambientes deben ser clasificados en dependencia de las propiedades de los gases inflamables, líquidos inflamables o combustibles generadores de vapores, polvo combustible o partículas en suspensión que pueden estar presentes, o en concentraciones inflamables.

a. Los Ambientes Clase I. Son aquellos en los cuales los gases inflamables y los líquidos inflamables o combustibles, generadores de vapores, están o pueden estar presentes en el aire en cantidades suficientes como para producir mezclas inflamables o explosivas.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/19977

b. Son Ambientes Clase 1, División 1:

b.1 Aquellos en los cuales las concentraciones de gases inflamables, líquidos inflamables o combustibles generadores de vapores, están presentes bajo condiciones normales de operación, o

b.2 Aquellos en los cuales las concentraciones de tales gases inflamables, líquidos inflamables generadores de vapores o líquidos combustibles por encima de su punto de inflamación pueden existir frecuentemente debido a operaciones de reparación o mantenimiento o filtraciones, o

b.3 Aquellos en los que una avería o mal funcionamiento de equipos o procesos pueda liberar concentraciones peligrosas de gases inflamables, líquidos inflamables o combustibles generadores de vapores y pueda también causar simultáneamente una falla de equipo eléctrico que se convierta en fuente de ignición.

c. Son Ambientes Clase 1, División 2:

c.1 Aquellos donde son manejados, procesados o utilizados líquidos o gases volátiles inflamables, pero que esos líquidos, vapores o gases normalmente confinados en contenedores cerrados o sistemas cerrados, los cuales pueden escapar sólo en caso accidental por ruptura o descomposición de tales contenedores o descompostura de los sistemas, o en caso de una operación anormal del equipo.

c.2 Aquellos en los cuales las concentraciones de gases inflamables, líquidos inflamables y combustibles generadores de vapores, son normalmente controladas por la ventilación mecánica positiva y que podrían convertirse en peligrosa debido a un fallo u operación anormal del equipo de ventilación, o

c.3 Aquellos adyacentes a un ambiente Clase 1, División 1 y a cuales las concentraciones peligrosas de gases inflamables y líquidos inflamables o combustibles generadores de vapores por encima de su punto de inflamación, puedan ser transmitidas ocasionalmente a menos que sea prevenida por una adecuada ventilación de presión positiva desde una fuente de aire limpio y se proporcione una protección efectiva contra fallos de la ventilación.

6.11.5 Los ambientes Clase I, Zona 0 son aquellos en los cuales:

Las concentraciones inflamables de gases o vapores están presentes frecuentemente o por largos periodos de tiempo

6.11.6 Los ambientes Clase 1, Zona 1 son aquellos en los cuales:

1. Las concentraciones inflamables de gases o vapores están previstas a existir bajo

Fuente: http://www.leybook.com/doc/19977

condiciones normales de trabajo o

2. Las concentraciones inflamables de gases o vapores están presentes frecuentemente debido a reparaciones, operaciones de mantenimiento o filtraciones, o

3. El equipo es operado o los procesos se llevan de tal manera que una avería del equipo o una falla del proceso pueda liberar concentraciones inflamables de gases o vapores y pueda causar simultáneamente una falla de equipo eléctrico que se convierta en fuente de ignición.

6.11.7 Los ambientes Clase 1, Zona 2 son aquellos:

1. En los cuales las concentraciones inflamables de gases o vapores no están previstas a existir bajo condiciones normales de trabajo y si ocurren, existirán solo durante un breve periodo de tiempo o

2. En los cuales se manipulan, procesan o usan líquidos volátiles gases o vapores inflamables que normalmente están confinados en contenedores de sistemas cerrados de los cuales pueden escaparse solo en caso de una ruptura accidental o avería de los mismos o en el caso de una operación anormal del equipo o

3. En los cuales las concentraciones inflamables de gases o vapores se previenen normalmente con ventilación mecánica positiva, pero tal concentración puede tomarse en peligrosa como resultado de una falla u operación anormal del equipo de ventilación o

4. Aquellos adyacentes a un Ambiente Clase 1, Zona 1 y desde el cual las concentraciones inflamables de gases o vapores puedan ser comunicadas, a menos que esta comunicación se prevenga por una adecuada ventilación de presión positiva desde una fuente de aire limpio y se proporcione una protección efectiva contra fallos de la ventilación.

6.11.8 Un área clasificada no debe extenderse más allá de un piso, muro, techo u otra partición sólida que no posea aberturas dentro del área clasificada.

6.11. 9 Cada tanque a instalarse debe contar con su respectivo puesto a tierra (polo a tierra); como elemento de protección contra electricidad estática.
6.11.10 Todos los equipos eléctricos deben ubicarse en el exterior del cubeto, a excepción de aquellos a prueba de explosión. El equipo aprobado para usarse en lugares peligrosos, debe estar marcado en concordancia con los requerimientos de la National Electrical Manufacturers Association NEMA (Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos).

6.12 Cubeto de Contención.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/19977

6.12.1 Los tanques deben ser protegidos por un cubeto de contención. Este debe ser construido de concreto reforzado, mampostería reforzada y/o confinada e impermeabilizado con repello y debe cumplir con lo siguiente:

1. Capacidad de contener, al menos, el 110 % del volumen del tanque.

2. Se debe evitar que tuberías, accesorios o cualquier elemento atraviesen las paredes del cubeto de contención o bóveda.

En caso de ser necesario se deben utilizar materiales o accesorios aprobados y resistentes al producto a almacenar, que garanticen la estanqueidad del cubeto de contención.

3. La distancia mínima entre el cuerpo del tanque y la cara interna del cubeto de contención debe ser de 0,90 m.

4. Estar provisto de una escalera o acceso fijo a su interior elaborado con materiales incombustibles.

5. Contar con drenaje con válvula de bloqueo exterior que descargue en el interceptor de hidrocarburos.

6. No debe permitirse el almacenamiento de materiales combustibles, recipientes, barriles vacíos o llenos en el interior del mismo.

Los cubetos metálicos incorporados certificados UL-142 no deben ser provistos de más orificios que los elaborados en fábrica.

6.12.2 En caso de instalar más de un tanque dentro de un mismo cubeto de contención, la capacidad volumétrica de este último no debe ser inferior al volumen mayor de líquido que puede ser liberado del tanque de máxima capacidad dentro del área, suponiendo el tanque lleno.

Para dejar espacio para el volumen ocupado por los tanques, la capacidad del cubeto de contención que encierre más de un tanque debe calcularse después de deducir el volumen de los tanques, excepto el tanque mayor, por debajo de la altura del cubeto de contención.

6.12.3 Para el espaciamiento entre tanques de combustible dentro de un mismo cubeto se observaran las distancias de la Tabla No. 1, que en ningún caso deberá ser menor a 0,90 m.6.12.4 El espaciamiento mínimo entre tanques de combustible Clase I, II y III y tanques de gas licuado deberá de ser de 6,00m.

6.12.5 El punto de acople de la tubería de llenado del tanque debe contar con un medio fijo para recoger posibles goteos, que debe estar protegido de las

Fuente: http://www.leybook.com/doc/19977

precipitaciones pluviales.

6.12.6 Las paredes del cubeto no deben utilizarse como paredes de otra edificación.

6.12.7 Los tanques con cubeto metálico incorporado, construidos conforme a UL-142 Steel Above ground Tanks for Flammable and Combustible Liquids (Tanques Superficiales de Acero para Líquidos Inflamables y Combustibles), deben ser fijados sobre una plataforma de concreto diseñada para soportar la carga de los mismos y ajustadas a las buenas prácticas de ingeniería.

6.13 Pruebas requeridas para instalaciones superficiales nuevas.

6.13.1 Los tanques diseñados conforme UL-142 Steel Aboveground Tanks for Flammable and Combustible Liquids (Tanques superficiales de Acero para Líquidos Inflamables y Combustibles) serán sujetos a pruebas para la detección de fugas, las cuales deben realizarse con los tanques colocados en la posición final de operación. No debe existir evidencia de fuga o cualquier signo de deformación permanente después de realizada la prueba. El cuerpo del tanque puede deformarse mientras está siendo sujeto a las pruebas, pero debe retornar a su forma original cuando la presión aplicada sea liberada. Se pueden realizar las siguientes pruebas para la detección de fugas:

1. Aplicando aire a presión o nitrógeno, según sea el caso y usando solución jabonosa o material equivalente para la detección de fugas. La presión de prueba para tanques horizontales debe estar comprendida entre 20,60kPa (3lb/in^2) y 34,50kPa (5lb/in^2). Para tanques verticales la presión de prueba no debe ser menor de 10 kPa (1,50lb/in^2) ni mayor de 17kPa (2,50lb/in^2). El tiempo de prueba debe ser una hora.

2. Llene completamente el tanque con agua, aplique la presión y tiempo de prueba según corresponda para tanques horizontales o verticales conforme el numeral anterior e inspeccione el tanque por fuga.

6.14 Tanques Soterrados.

Únicamente podrán instalarse tanques doble pared certificados UL 58 Steel Underground Tanks for Flammable and Combustible Liquids (Tanques Soterrados de Acero para Líquidos Inflamables y Combustibles).

6.15 Ubicación.

1. Los tanques soterrados no deben ser ubicados a menos de 0,90m del lindero de la propiedad cuando estos almacenen combustibles Clase I y a no menos de 0,30m del lindero de propiedad cuando los tanques almacenen combustibles Clase II.

2. No se requiere separación horizontal mínima entre tanques subterráneos que

Fuente: http://www.leybook.com/doc/19977

contengan líquidos inflamables o combustibles y recipientes que contengan GLP.
3. Los tanques deben ser ubicados de forma que se minimice las maniobras del camión cisterna que realiza la entrega de combustible.

4. Cuando la ubicación de los tanques soterrados dificulte el acceso de las cisternas para su llenado, se debe disponer de una tubería de llenado remoto.

6.16 Manipulación.

Durante su traslado al sitio de instalación, los tanques deben ser manejados de acuerdo al procedimiento establecido por el fabricante de los mismos.

Para el traslado de los tanques se deberán utilizar cadenas o cables de suficiente longitud para ser acopladas a las asas o agarraderas del mismo, conforme lo señalado en el API 1615 Installation of Underground Petroleum Storage Systems (Instalación de Sistemas Soterrados para el Almacenamiento de Petróleo). En ningún caso se colocarán cadenas, cables u otros elementos directamente alrededor del cuerpo del tanque.

6.17 Almacenamiento.

Es responsabilidad del propietario de los tanques su recertificación cuando el tiempo de almacenamiento exceda el de la garantía otorgada.

6.18 Instalación de Tangues Soterrados.

a. La excavación debe garantizar una distancia mínima de 30,00cm entre los extremos y lados del tanque, con respecto a los bordes de la excavación.

b. La excavación debe proveer una profundidad mínima de relleno de 30,00cm por debajo del fondo del tanque.

6.18.1 Los tanques soterrados deben instalarse de manera que entre el fondo de los mismos y el nivel estático del agua (NEA), existan como mínimo 3,00m.

6.18.2 Durante la excavación o fosa del tanque se debe observar lo siguiente

a. Los tanques soterrados deben ser colocados con respecto a las fundaciones y soportes de edificios existentes de tal modo que las cargas de las mismas no se transmitan a los tanques.

b. La distancia desde cualquier parte de un tanque soterrado a la pared más cercana de un sótano o fosa no debe ser menor a 0,30 m.

c. El fondo de la fosa debe ser compactado al 95% mínimo Proctor modificado, con

Fuente: http://www.leybook.com/doc/19977

una pendiente de al menos el 1 % hacia una de sus esquinas. El dueño del proyecto debe presentar al MEM los resultados de los ensayos de laboratorio.
d. Sobre el fondo de la fosa se colocará una capa de al menos 30,00cm de arcilla, suelo cemento o geo membrana. Cualquiera de estos materiales deben cumplir con un coeficiente de permeabilidad de $I0^{-7}$cm/s.

e. Debe colocarse una capa de material de relleno de al menos 30,00cm sobre la capa de arcilla que servirá como lecho del tanque.

f. El material de relleno debe ser inerte, no corrosivo, del tipo recomendado por el fabricante, tal como arena o grava limpia.

g. El relleno bajo el tanque debe extenderse al menos 30,00cm (12 in) en todas direcciones, más allá del perímetro del tanque.

h. Una vez colocado en la fosa el tanque debe ser nivelado.

6.18.3 Si la fosa contiene dos o más tanques, la separación mínima entre estos será de 45,00cm (18 in).

6.18.4 Cuando los tanques se encuentran soterrados en un área no sujeta a tráfico la parte superior de los mismos se debe proteger con un mínimo de 30,00cm (12 in) de relleno compactado como mínimo al 95% Proctor modificado, más un mínimo de 10,00cm (4 in) de concreto reforzado.

6.18.5 Cuando los tanques se encuentran soterrados en un área que esté o pueda estar sujeta a tráfico, la parte superior de los mismos se debe proteger con cualquiera de las siguientes opciones:

a. Un mínimo de 45,00cm (18 in) de relleno compactado conforme las especificaciones del fabricante, más un mínimo de 15,00cm (6 in) de concreto reforzado.

b. Un mínimo de 45,00cm (18 in) de relleno compactado conforme las especificaciones del fabricante, más un mínimo de 20,00cm (8 in) de concreto asfáltico.

6.18.6 Cuando utilice pavimento de concreto reforzado o asfáltico como parte de la protección de los tanques, este deberá extenderse al menos 30,00cm (12 in) más allá de la línea de proyección de los tanques en cualquier dirección. La superficie de esta losa de concreto debe drenar hacia el interceptor de hidrocarburos.

6.19 Tuberías de Venteo

6.19.1 Disposiciones Comunes.

a. El punto de descarga de las tuberías de venteo de los tanques debe estar como

Fuente: http://www.leybook.com/doc/19977

mínimo a 3,60m sobre el nivel del suelo. En caso de estar adosado a la pared de un edificio, la descarga debe estar ubicada a una altura mínima de 60,00cm con respecto al techo o alero del edificio.

b. El diámetro de la tubería de venteo debe cumplir con los requerimientos de la NFPA 30 Flammable and Combustible Liquids Code (Código de Líquidos Inflamables y Combustibles), pero en ningún caso será inferior a 32,00mm (1,25 in) de diámetro interno nominal.

c. Las tuberías de venteo deben estar protegidas para minimizar la posibilidad de obstrucción por el tiempo, suciedad o nidos de animales.

6.19 .2 Tubería de venteo para tangues superficiales.

a. Cada tanque debe poseer su propia tubería de venteo. Para los tanques que almacenen gasolina se requiere la instalación de válvula de presión y vacío ajustada de acuerdo a los valores de diseño del tanque.

b. Los vapores deben descargarse hacia arriba u horizontalmente lejos de los muros adyacentes.

c. Las descargas de los venteos deben estar ubicadas de manera que los vapores no sean atrapados por aleros u otras obstrucciones y estarán a 1,50m de las aberturas de los edificios y al menos a 4,50m de los dispositivos de potencia para entrada de aire de ventilación.

6.19.3 Tubería de venteo para tangues soterrados.

a. Las tuberías de venteo para tanques soterrados, deben ser instaladas con un soporte de mampostería confinada u otro sistema constructivo aprobado por el Reglamento Nacional de Construcción RNC - 07, así como elementos de sujeción vertical de material incombustible.

b. Los detalles de instalación de los respiraderos de tanques soterrados deben cumplir con los requerimientos señalados en el API 1615 Installation of Underground Petroleum Storage Systems (Instalación de Sistemas Soterrados para el Almacenamiento de Petróleo).

6.19.4 Detección de Fugas.

6.19.4.1 Todos los tanques soterrados deben contar con dispositivos mecánicos o automatizados para detección y control de fugas.

6.19.4.2 El control de fugas en los tanques soterrados de doble pared, debe ser verificado con cualquiera de las siguientes medidas recomendadas por el API 1615

Fuente: http://www.leybook.com/doc/19977

Installation of Underground Petroleum Storage Systems (Instalación de Sistemas Soterrados para el Almacenamiento de Petróleo):

a Control físico de inventarios.
b. Medición automática del nivel del producto en el tanque
c. Monitoreo automático del nivel del líquido y vapores en el espacio intersticial.
d. Pozo de monitoreo en la fosa de tanques

6.19.5 Pruebas requeridas para tangues nuevos soterrados.
Una vez que un nuevo tanque de doble paredes colocado en su fosa y cubierto del material de relleno, antes de la instalación de tuberías y de la introducción de producto, se debe verificar la hermeticidad del tanque primario, ya sea hidrostáticamente o por medio de aire a presión, la cual debe de estar comprendida entre los 20,70kPa (31b/in^2) y 34,50kPa (51b/in^2). El espacio intersticial o anular del tanque debe ser probado con aire a presión desde 20,70kPa (31b/in^2) y 34,50kPa (51b/in^2) o por medio de vacío a 5,30 in Hg o de acuerdo con las instrucciones del fabricante. La presión o vacío debe ser mantenida por una hora

6.19.6 Tuberías de Distribución.

6.19 .6.1 Los tramos de tuberías superficiales que conducen combustible deben unirse y sellarse herméticamente de manera que se impida la fuga del mismo, conforme las recomendaciones de las normas API 1104 Welding of Pinelines and Related Facilities (Soldadura de tuberías e instalaciones vinculadas), ASME B31.4 Pipeline Transportation System for Liquid Hydrocarbons and other Liquids (Tuberías de Transporte de Hidrocarburos Líquidos y otros Líquidos)

6.19.6.2 Las tuberías superficiales deben estar soportadas y protegidas contra el daño físico y excesivo esfuerzo para lo que deberán anclarse por medio de abrazaderas a soportes fijos construidos de materiales incombustibles. La distancia entre estos debe calcularse de tal manera que se reduzcan los esfuerzos que resulten del asentamiento, vibración, expansión o contracción.

La altura de la tubería respecto al piso debe ser la suficiente para evitar acumulación de humedad y permitir su inspección y mantenimiento.

6.19.6.3 Las tuberías superficiales deberán estar identificadas con el nombre del producto que transportan, así como la dirección del flujo.

6.19.6.4 Para los tramos de tuberías soterradas, podrán emplearse tubería de doble contención de polietileno de alta densidad (HDPE), aprobada para el manejo de hidrocarburos y sus derivados.

19.6.5 En caso donde se realicen cambios de tubería metálica a tubería flexible en cubetos o bóvedas, se deben ubicar contenedores en los puntos de transición. El

Fuente: http://www.leybook.com/doc/19977

contenedor (sump) de transición debe estar colocado fuera de la bóveda o cubeto.

6.19.6.6 Antes de su entrada en operaciones, se debe verificar la hermeticidad de las tuberías, sometiéndolas a pruebas hidrostáticas o con aire. La presión de prueba debe ser igual a 1,50 veces la presión de diseño o en su defecto, la presión de trabajo o según las especificaciones del fabricante

6.19.6.7 Las tuberías, válvulas y demás accesorios que se encuentren en un ambiente corrosivo o bien sujetos a la acción de agentes físicos o químicos que puedan originar el deterioro de su resistencia, deben estar fabricados y revestidos con materiales protectores, protección catódica o cualquier otra medida técnica equivalente, estableciendo a su vez un programa de mantenimiento preventivo que garantice su correcto funcionamiento, tal y como se indica en el API 1615 Installation of Underground Petroleum Storage Systems (Instalación de tanques soterrados de almacenamiento de petróleo).

6.20 Seguridad.

6.20.1 Protección contra incendios.

La Dirección General de Bomberos de Nicaragua deberá verificar las medidas de prevención y seguridad contra incendios que permitan garantizar la salud pública, el medio ambiente, las personas y bienes.

6.20.1. 1 Si como resultado del análisis de riesgos, presentado por el oferente y aprobado por la Dirección General de Bomberos de Nicaragua, se desprende la necesidad de instalaciones fijas de protección contra incendios, estas deberán ser diseñadas de acuerdo con los requerimientos de la NTON 22 002-09 Instalaciones de Protección contra incendios, en su versión vigente.

6.20.1.2 Debe disponerse de una fuente de abastecimiento de agua u otro agente apropiado de control de incendios en presión y cantidad suficientes para cubrir las demandas del incendio.

6.20.1.3 Debe disponerse de al menos un extintor de polvo químico tipo ABC, con capacidad mínima de 9,00kg (20lb) ubicado en el área de almacenamiento, así como en cada punto de descarga y suministro de combustible.

6.20.1.4 Los equipos de extinción deben ser sometidos a un programa de inspección, mantenimiento y recarga. Se deberá mantener un registro del mantenimiento de estos equipos.

6.20.2 Señalización.

6.20.2.1 Los tanques superficiales deben rotularse pintando sobre su cuerpo las

Fuente: http://www.leybook.com/doc/19977

especificaciones técnicas del mismo, incluyendo:

a. Nombre del producto almacenado

b. Capacidad del tanque

c Fecha de Instalación

d Fecha de último mantenimiento realizado

e. Fecha de última prueba de hermeticidad

f. Rombo NFPA 704 Standard System for the Identification of the Hazards of Materials for Emergency Response (Sistema Normativo para la Identificación de los Riesgos de Materiales para Respuesta a Emergencia).

6.20.2.2 También debe colocarse alrededor del o los tanques, la debida señalización preventiva, la cual al menos debe incluir las siguientes leyendas:

a. "Peligro". "Producto inflamable" o "Producto Combustible"

b. "No Fumar"

c. "No Pasar"

6.20.2.3 Las compuertas de inspección de los tanques soterrados deben ser identificadas con:

a. Color correspondiente al producto almacenado en el tanque

b. Capacidad del recipiente

6.20.2.4 Las bocas de llenado remoto de los tanques soterrados deben identificarse con los colores correspondientes al producto almacenado.

6.20.2.5 En el área de los respiraderos de los tanques soterrados debe colocarse rótulo con la indicación de "No Fumar".

6.21 Sistema de tratamiento de aguas oleosas.

6.21.1 Los líquidos derramados en los puntos de carga y descarga de combustibles, deben de ser conducidos hacia una interceptora de hidrocarburos antes de su vertido a un pozo de absorción, campo de infiltración o alcantarillado sanitario. No se permiten que entren directamente al sistema de alcantarillado sanitario ni al sistema de drenaje pluvial.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/19977

6.21.2 Los elementos del sistema de tratamiento de aguas oleaginosas deberán ser diseñados conforme lo establecido en la "Guía Técnica para el Diseño de Alcantarillado Sanitario y Sistemas de Tratamiento de Aguas Residuales" elaborada por el Instituto Nicaragüense de Acueductos y Alcantarillados (INAA).

6.21.3 El efluente final tratado debe cumplir con los valores límites máximos permisibles establecidos en el Decreto 33-95 "Disposiciones para el Control de la Contaminación Proveniente de la Descarga de Aguas Residuales Domesticas, Industriales y Agropecuarias", para que puedan ser vertidos al sistema de alcantarillado sanitario o a un cuerpo receptor. En el caso de que el efluente final tratado no cumpla con los límites máximos permisibles, los entes rectores respectivos, a propuesta del oferente, podrán establecer otras alternativas tecnológicas, según sea el caso.

7. PLANES DE MANTENIMIENTO

En el transcurso del mes de enero de cada año, los titulares de licencias de depósito de hidrocarburos deberán remitir al INE los Planes de Mantenimiento de sus instalaciones. Estos Planes deben contemplar al menos los siguientes aspectos:

7.1 Tanques.

7.1.1 Medición del nivel del agua, incluyendo su extracción y traslado a sitio de tratamiento existente u otro autorizado por MARENA

7.1.2 Limpieza de bocas de tanques y contenedores (sumps), incluyendo contenedores de derrame, bocas de llenado remoto y drenaje del agua de ser necesario.

7 .1.3 Verificación de tapas de medición manual y llenado, incluyendo funcionamiento y estado de sellos.

7.1.4 Verificación de identificación de bocas de llenado.

7.1.5 Inspección de las varas de medición manual, incluyendo estado físico del material, presencia de protección en el extremo inferior y legibilidad de escala.

7.1.6 Inspección de respiradero, incluyendo tapa de lluvia, limpieza y estado de válvula de presión y vacío.

7.1.7 Inspección física de tanque superficial, incluyendo el mantenimiento de ser necesario.

7.1.8 Inspección física de muro de contención, incluyendo cubeto de tanques auto

Fuente: http://www.leybook.com/doc/19977

contenido y revisión de válvulas de drenaje.

7.1.9 Pruebas de hermeticidad a tanques soterrados, conforme los periodos establecidos en la presente norma.

7.2. Tuberías y accesorios.

7 .2.1 Inspección física de tuberías superficiales y accesorios, incluyendo mantenimiento de ser necesario.

7.2.2 Pruebas de hermeticidad a tuberías soterradas, conforme los periodos establecidos en la presente norma.

7.3 Sistema de tratamiento de aguas oleosas.

7.3.1 Verificación del funcionamiento de los interceptores de hidrocarburos, incluyendo limpieza y disposición de aceites colectados.

El INE verificará el cumplimiento de los Planes de Mantenimiento, según el cronograma que presente el titular de Licencia.

8. DETECCIÓN DE FUGAS EN INSTALACIONES EN SERVICIO.

8.1 La periodicidad de las pruebas de hermeticidad a tanques y tuberías descritos en las Tablas No. 5 y 6 aplican tanto a instalaciones nuevas como a las que se encuentran en servicio.
8.2 Con el fin de garantizar la seguridad de las operaciones en las instalaciones para depósito de hidrocarburos, los planes de mantenimiento de las mismas contemplarán pruebas de hermeticidad en tanques y tuberías soterrados en los periodos establecidos en esta NTON y según programación del Ente Regulador.

8.3 Las pruebas de hermeticidad deben realizarse por personal calificado y/o comprobada capacidad en la materia, en presencia de Inspectores del INE, quienes validarán sus resultados plasmándolos en el Acta respectiva.

Tabla 5.
Periodicidad de las pruebas de hermeticidad en tanques.

8.4 La presión o vacío de las pruebas de hermeticidad del espacio intersticial de los tanques de doble pared debe mantenerse durante una hora.
8.5 A propuesta del propietario de los equipos o a solicitud del INE, cuando existan dudas sobre las condiciones físicas o tiempo de servicio de los tanques soterrados, las pruebas de detección de fugas en tanques pueden ser de tipo no destructivo.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/19977

Los sistemas de detección de fugas de combustible en línea deberán estar evaluados por el grupo National Working Group (NWGLDE) y en cumplimiento de los protocolos:

EPA/530/UST-90/004 Standard Test Procedures For Evaluation Leak Detection Methods: Volumetric Tanks Tightness Testing Methods (Procedimientos de Prueba para la Evaluación de los Métodos de Detección de Fugas: Métodos Volumétricos para las Pruebas de Hermeticidad de Tanques).

EPA/530/UST-90/005 Standard Test Procedures For Evaluation Leak Detection Methods: No Volumetric Tanks Tightness Testing Methods (Procedimientos de Prueba para la Evaluación de los Métodos de Detección de Fugas: Métodos No Volumétricos para las Pruebas de Hermeticidad de Tanques).

8.6 La periodicidad de las pruebas de hermeticidad en tuberías soterradas se ejecutarás según se indica en tabla 6.

Tabla 6.
Pruebas de hermeticidad en tuberías soterradas.

8.7 La presión de las pruebas de hermeticidad en las tuberías, tanto primarias como secundarias, debe mantenerse durante al menos una hora sin que se observen variaciones en el manómetro.

8.8 En las uniones visibles de la tubería, incluyendo válvulas y acoples, se aplicará solución jabonosa y se inspeccionará para detectar las burbujas provocadas por fugas.

8.9 Durante la ejecución de las pruebas de hermeticidad se observará el siguiente procedimiento: la presión debe ser aumentada gradualmente hasta alcanzar una presión manométrica igual a la mitad de la presión de prueba o a 170kPa (25psi), la menor de ambas. A partir de este punto la presión debe ser gradualmente incrementada hasta alcanzar la presión de prueba, manteniendo la presión en cada etapa lo suficiente como para equilibrar las tensiones de la tubería.

9. DESINSTALACIÓN DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO Y DISTRIBUCIÓN DE HIDROCARBUROS POR CAMBIO DE SUPLIDOR Y/0 ADECUACIÓN DE INSTALACIONES, CIERRE O SUSPENSIÓN TEMPORAL O PERMANENTE DE ACTIVIDADES DE LOS DEPÓSITOS DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS

9.1 En los casos de desinstalación de los sistemas de almacenamiento y distribución de hidrocarburos debido a cambio de suplidor, ampliación o adecuación de las instalaciones, el agente económico deberá en conjunto con el suplidor, presentar ante el INE, MEM y MARENA para su aprobación y seguimiento, el programa de

Fuente: http://www.leybook.com/doc/19977

desinstalación y sustitución de los equipos con noventa (90) días de anticipación al inicio de obras.

9.2 Si la suspensión temporal de operaciones responde a otras causas que no sean técnicas y las instalaciones no sufrirán modificaciones, el agente económico deberá reportar por escrito al INE informando sobre las mismas además del tiempo de suspensión de operaciones previsto, medidas para proteger las instalaciones y el medio ambiente, incluyendo la existencia del combustible almacenado. La puesta en servicio de las instalaciones deberá coordinarse con el INE, quien podrás solicitar las pruebas necesarias para garantizar la integridad estructural de las mismas antes de su reapertura.

9.3 En los casos de cierre permanente de operaciones, el agente económico deberá presentar al Ministerio del Ambiente y los Recursos Naturales, para su aprobación, el Plan de Cierre de Actividades. MARENA remitirá copia del Plan de Cierre aprobado al Instituto Nicaragüense de Energía, para la finalización de la regulación y al Ministerio de Energía y Minas para utilizar en el proceso de cancelación de Licencia.

9.4 Los Programas de desinstalación de los sistemas de almacenamiento y distribución de hidrocarburos por cambio de suplidor y/o adecuaciones deben ser presentados a MARENA e INE para su aprobación, copia de estos deberá ser remitida al MEM para seguimiento del nuevo proyecto.

9.5 Los programas de desinstalación de sistemas de almacenamiento y distribución de hidrocarburos por cambio de suplidor y/o adecuaciones deben incluir: razón del cambio, historial de las instalaciones (suplidores, pruebas realizadas, problemas ambientales, inventarios de los últimos 6 meses), plan de desinstalación, plan de toma de muestras, plano de nuevas instalaciones con especificaciones técnicas y cronograma de actividades.

9.6 En caso de haber una cesión o traspaso de Licencia la documentación deberá ser presentada al Ministerio de Energía y Minas para su trámite en los tiempos de ley.

9.7 En los casos de desinstalación y cambio de equipos, los agentes económicos están obligados a:

9.7.1 Presentar el plan de desinstalación de los equipos con el cronograma de las actividades propuestas para su revisión y aprobación por INE y MARENA.

9.7.2 Presentar el plan de instalación de los nuevos equipos con el cronograma de ejecución para su revisión y aprobación por el MEM y MARENA.

9.8 El plan de desinstalación de sistemas de almacenamiento y distribución de hidrocarburos debe incluir al menos lo siguiente:

Fuente: http://www.leybook.com/doc/19977

9.8.1 Desgasificación de tanques antes de su remoción. Esta deberá hacerse con nitrógeno hasta alcanzar una concentración de vapores de hidrocarburos en mezcla con el aire inferior al 10%. De previo a la remoción del tanque, se realizará prueba de explosividad con el explosímetro en presencia de a los representantes de INE. Para el izaje del tanque se deberá utilizar una grúa con capacidad adecuada.

9.8.2 Ejecución de pruebas de hermeticidad a tanques y tuberías, de previo a su remoción, en caso de no haber registro de la última prueba realizada o que esta date de dos o más años.

9.8.3 Para los cierres permanentes, remoción y disposición de los tanques se debe proceder conforme lo dispuesto en la NFPA 30.

9.8.4 Toma de muestras de suelo en las áreas en las que estaban instalados los equipos a desinstalar, incluyendo, equipos de bombeo, tanques y tuberías. El número de muestras será determinado de acuerdo al número de equipos existentes, longitud de la tubería, número de uniones o acoples, forma de instalación de tanques (fosa conjunta o individual).

9.9 En los sitios en los que el nivel freáticos e encuentre a menos de tres metros de profundidad por debajo del fondo de tanques o de existir fallas o grietas en el suelo, se deberá tomar muestras de agua para su análisis en laboratorio.

9.10 En los casos de cierres permanentes se permitirá el abandono de tanques en el sitio, únicamente bajo las siguientes condiciones:

a. Que el terreno y los tanques sean propiedad del agente económico.

b. Que el período autorizado sea mientras dure la operación de la empresa en su giro industrial.

c. Que el nivel freáticos e encuentre al menos a 10,00m por debajo de la parte inferior de los tanques.

d. Que ejecute un plan de toma muestras de suelo y agua a fin de demostrar la no contaminación.

9.11 En el caso de que la empresa finalice operaciones se deberá incluir en su plan de cierre la extracción de los tanques y la correspondiente toma de muestras.

10. OBSERVANCIA DE LA NORMA

La verificación y certificación de esta norma estará a cargo del Ministerio de Energía y Minas (MEM), Instituto Nicaragüense de Energía (INE), y la Dirección General de Bomberos de Nicaragua (DGBN), en el ámbito de sus competencias.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/19977

11. ENTRADA EN VIGENCIA

La presente Norma Técnica Obligatoria Nicaragüense entrará en vigencia con carácter obligatorio seis (6) meses después de su publicación en el Diario Oficial, La Gaceta.

12. SANCIONES

El incumplimiento de las disposiciones de la presente NTON se realizará conforme a la Ley 277 y su Reglamento, Decreto 39 - 2011, o su posterior reforma.

TRANSITORIO 1

En el caso de Depósitos de Hidrocarburos en funcionamiento tendrán un plazo máximo de dos (2) años a partir de la publicación de la NTON en La Gaceta Diario Oficial para presentar ante el Ministerio de Energía y Minas (MEM) un plan de adecuación a fin de cumplir con las disposiciones establecidas en la presente NTON. El MEM, de acuerdo a la información presentada, condiciones de peligrosidad y otros elementos identificados por el Regulador en sus actividades de vigilancia; establecerá el plazo para la ejecución de la adecuación, el cual no podrás superar seis (6) años a partir de su notificación.

TRANSITORIO 2

En el caso de renovaciones de licencias, solicitudes de autorización de construcción, reparaciones u otras intervenciones a instalaciones existentes, las mismas deberán cumplir con los requisitos de la presente norma.

CERTIFICACIÓN La infrascrita Secretaria Ejecutiva de la Comisión Nacional de Normalización Técnica y Calidad, CERTIFICA que en el Libro de Actas que lleva dicha Comisión, en los folios que van del l45 al l53, se encuentra el **Acta No. 001-2017 "Primera Sesión Ordinaria de la Comisión Nacional de Normalización Técnica y Calidad (CNNC)",** la que en sus partes conducentes, expone: *En la ciudad de Managua, República de Nicaragua, ocho y treinta y cinco minutos de la mañana del día martes cinco de septiembre del dos mil diecisiete, reunidos en la Sala de Conferencias del Despacho del Ministro de Fomento, Industria y Comercio (MIFIC), de conformidad a lo establecido en el Reglamento Interno de Organización y Funcionamiento de la Comisión Nacional de Normalización Técnica y Calidad (CNNC),* están presentes los Miembros titulares y delegados de la CNNC: ***Orlando Solórzano Delgadillo***, Ministro de Fomento, Industria y Comercio (MIFIC) y Presidente de la CNNC; ***Augusto Flores***, Vice Ministro del Ministerio del Ambiente y los Recursos Naturales (MARENA); ***Ricardo José Somarriba***, en representación del Instituto de Protección y Sanidad Agropecuaria (IPSA); ***Isidro Rivera***, en representación del Ministro Agropecuario (MAG); ***Oscar Escobar***, en representación del Ministro de

Fuente: http://www.leybook.com/doc/19977

Transporte e Infraestructura (MTI); ***Fernando Ocampo y David Fariñas*** en representación del Ministerio de Energía y Minas (MEM); ***Julio Solís Sánchez***, en representación del Director del Instituto Nicaragüense de Acueductos y Alcantarillados (INAA); ***José León Arguello*** en representación del Ministerio del Trabajo (MITRAB); ***Sheyla Carolina Gadea*** en representación del Director Ejecutivo del Instituto Nicaragüense de Telecomunicaciones y Correos (TELCOR); ***Zacarías Mondragón***, en representación del Sector Industrial; ***Francisco Javier Vargas***, en representación de las Organizaciones Privadas del Sector Agropecuario; ***Geraldine Pineda***, en representación de los consumidores. Asimismo, participan en esta Sesión, ***Noemí Solano Lacayo***, en su carácter de Secretaría Ejecutiva de la CNNC y los siguientes invitados especiales: ***Santiago Rodríguez*** del Instituto de Protección y Sanidad Agropecuaria (IPSA); ***Víctor Rivera Baca*** en representación del Ministro Agropecuario (MAG); ***Víctor Hugo Tercero*** y ***Martín García*** en representación del Ministerio del Trabajo (MITRAB); ***Silfida Miranda***, ***Karla Brenes, Hilma Godoy, Iván Martínez y Cairo Flores***, del Ministerio de Fomento, Industria y Comercio (MIFIC). El compañero ***Orlando Solórzano Delgadillo***, en calidad de Presidente de la CNNC procede a dar las palabras de bienvenida (...) II. ***Presentación y aprobación de Normas Técnicas Nicaragüense (NTN y NTON).*** Se presentan para aprobación de la CNNC un total de 66 normas técnicas nicaragüenses, de las cuales cuarenta y cinco (45) son ***voluntarias*** y veinte (21) ***obligatorias***, aprobándose6 5 normas técnicas en esta sesión.

Norma Obligatoria Aprobada: 15) NTON 14 024 – 14:1 Norma Técnica Obligatoria Nicaragüense. Depósitos de Hidrocarburos Líquidos. Parte 1: Instalaciones Industriales para Consumo Director. (…).*No habiendo otros asuntos que tratar se levanta la sesión y después de leída la presente acta, se aprueba, ratifica y firman el día cinco de septiembre del dos mil diecisiete. (ƒ)Orlando Solórzano (Legible) – Ministro MIFIC, Presidente de la CNNC (ƒ) Noemí Solano Lacayo (Legible), Secretaria Ejecutiva CNNC".* A solicitud del **Ministerio de Salud (MINSA**) en una hoja de papel común tamaño carta, se extiende esta CERTIFICACIÓN, la cual es conforme con el documento original con el que fue cotejada, para su debida publicación en La Gaceta, Diario Oficial de la República, y la firmo, sello y rubrico en la ciudad de Managua a los trece días del mes de octubre del año dos mil diecisiete. (ƒ) ***Noemí Solano Lacayo***, Secretaría Ejecutiva, Comisión Nacional de Normalización Técnica y Calidad.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/19977