

Aprueban el Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos

DECRETO SUPREMO Nº 052-93-EM

(*) De conformidad con el Artículo 3 de la Resolución Nº 050-2020-OS-CD, publicada el 23 mayo 2020, se exceptúa a Petróleos del Perú - Petroperú S.A. del cumplimiento de lo establecido en el literal a) del artículo 18, literal e) del artículo 37 y literal c) del artículo 88 del Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos aprobado por el presente Decreto Supremo, en virtud del artículo 1 del Decreto Supremo Nº 063-2010-EM, modificado por el Decreto Supremo Nº 008-2020-EM, por un plazo de ciento veinte (120) días calendario, bajo las condiciones técnicas de seguridad detalladas en el citado artículo.

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

CONSIDERANDO:

Que, el Artículo 73 de la Ley Nº 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos, dispone que cualquier persona natural o jurídica, nacional o extranjera, podrá constituir, operar y mantener instalaciones para el almacenamiento de hidrocarburos y de sus productos derivados con sujeción a los reglamentos que dicte el Ministerio de Energía y Minas;

Que, en tal sentido, es necesario dictar las normas que garanticen un procedimiento adecuado, eficaz y oportuno que permita que las actividades de almacenamiento de hidrocarburos se lleven a cabo dentro de un marco de seguridad para el trabajador y se brinde un buen servicio al usuario;

De conformidad con el inciso 11) del Artículo 211 de la Constitución Política del Perú;

DECRETA:

Artículo 1.- Apruébase el Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos, el mismo que consta de 07 Títulos, 135 Artículos y 02 Anexos, y forma parte integrante del presente Decreto Supremo.

Artículo 2.- El presente Decreto Supremo sólo podrá ser derogado, modificado o interpretado total o parcialmente por otro decreto supremo que expresamente se refiera a este dispositivo legal.

Artículo 3.- Deróganse todas las disposiciones que se opongan a lo establecido en el presente Decreto Supremo, el mismo que entrará en vigencia al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial "El Peruano" y será refrendado por el Ministro de Energía y Minas.

Dado en la Casa de Gobierno en Lima, a los dieciséis días del mes de noviembre de mil novecientos noventitrés.

Gerencia de Asesoría Jurídica
Osinermin

ALBERTO FUJIMORI FUJIMORI.

Presidente Constitucional de la República

DANIEL HOKAMA TOKASHIKI

Ministro de Energía y Minas

REGLAMENTO DE SEGURIDAD PARA EL ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS

INDICE

TITULO PRIMERO Del contenido y Alcance

TITULO SEGUNDO De los Organismos Competentes

TITULO TERCERO De las Instalaciones de Almacenamiento Hidrocarburos

Capítulo I. Aspectos Generales

Capítulo II Sistemas de Almacenamiento

Capítulo III Planeamiento de las Instalaciones

TITULO CUARTO. Proyecto, Construcción y operación de las Instalaciones

Capítulo I. Del Proyecto

Capítulo II. de la Construcción

Capítulo III. Sistemas de Tuberías y Bombas

Capítulo IV. Instalaciones Electricas

Capítulo V Operaciones

Capítulo VI Mantenimientos y Ampliaciones

Capítulo VII Protección Contra el Incendio

Capítulo VIII Otras Medidas de Seguridad

Capítulo IX Control Ambiental

Capítulo X Terminación de la Actividad

Capítulo XI Dirección Técnicas de las Instalaciones

Gerencia de Asesoría Jurídica
Osinergmin

TITULO QUINTO. Otras Obligaciones y Responsabilidades

TITULO SEXTO Disposiciones Transitorias

TITULO SETIMO Normas Complementarias

ANEXOS :

Anexo I Definiciones Técnico Operativas

Anexo II Tablas

TITULO PRIMERO

DEL CONTENIDO Y ALCANCE

Artículo 1.- El presente Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos, a quien en adelante nos referiremos como el Reglamento, tiene por objeto establecer las normas y disposiciones para que, de conformidad con lo establecido en el Artículo 73 de la Ley N° 26221, cualquier persona natural o jurídica, nacional o extranjera, pueda construir, operar y mantener Instalaciones para Almacenamiento de Hidrocarburos, sea petróleo o derivados, en cualquiera de las diferentes etapas de la industria de los hidrocarburos.

a) En la explotación, cuando el petróleo se encuentra en las baterías de campo o los patios de tanques.

b) En el transporte, cuando el petróleo y/o derivados se encuentran en los patios de tanques de las estaciones de bombas, terminales marítimos y/o fluviales.

c) En la refinación, cuando el petróleo y/o derivados se encuentran en los patios de tanques de las refinerías.

d) En la comercialización, cuando los derivados se encuentran en los patios de tanques de las Plantas de Ventas.

“e) En el procesamiento, cuando el petróleo y/o derivados se encuentran en los patios de Tanques de las Plantas de Procesamiento.”(*)

(*) Literal agregado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 036-2003-EM, publicado el 07-11-2003.

Artículo 2.- El Reglamento es de aplicación obligatoria, para las empresas o grupos de empresas públicas y privadas, concesionarios u otros, sea cual fuere su naturaleza jurídica, cuya actividad se encuentra sujeta a jurisdicción nacional y tenga a su cargo el proyecto, construcción, operación o mantenimiento de Instalaciones para Almacenamiento de Hidrocarburos líquidos y/o de gases licuados de petróleo (GLP) y/o líquidos criogénicos en cualquiera de las actividades o etapas

indicadas en el artículo precedente. A dichas personas o empresas en el Reglamento se les denominará Empresa Almacenadora. ()*

(*) Artículo modificado por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 036-2003-EM , publicado el 07-11-2003, cuyo texto es el siguiente:

“Artículo 2.- El Reglamento es de aplicación obligatoria para las personas u otras entidades, sea cual fuere su naturaleza jurídica, cuya actividad se encuentra sujeta a jurisdicción nacional y tenga a su cargo el proyecto, construcción, operación o mantenimiento de Instalaciones para Almacenamiento de Hidrocarburos líquidos y/o de gases licuados de petróleo (GLP) y/o líquidos criogénicos, incluyendo el Gas Natural Licuado, en cualquiera de las actividades o etapas indicadas en el artículo precedente. A dichas personas o empresas en el Reglamento se les denominará Empresa Almacenadora.”

Artículo 3.- El Reglamento es de aplicación a las Empresas Almacenadoras de hidrocarburos, líquidos inflamables y combustibles líquidos, o líquidos residuales, excepto si son sólidos a 37.8 °C (100 °F) o más, que se almacenan en estado líquido a condiciones normales de temperatura y presión. El Reglamento también se aplica a los gases licuados y líquidos criogénicos.

Artículo 4.- Las Definiciones Técnico Operativas de los términos que se mencionan en el Reglamento se dan en el Título Octavo, Anexo I

TITULO SEGUNDO

DE LOS ORGANISMOS COMPETENTES

Artículo 5.- Corresponde al Ministerio de Energía y Minas (MEM) a través de la Dirección General de Hidrocarburos (DGH) velar por el cumplimiento del presente Reglamento y sancionar las infracciones a las normas y disposiciones aquí establecidas.

Artículo 6.- Corresponde al Ministerio de Energía y Minas dictar normas complementarias para mantener actualizado el presente Reglamento.

Artículo 7.- Sin perjuicio de lo establecido en los dispositivos legales vigentes, el cumplimiento del presente Reglamento será fiscalizado por la DGH directamente o a través de Empresas de Auditoría e Inspectoría, de conformidad con el Decreto Ley N° 25763 y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 012-93-EM.

TITULO TERCERO

DE LAS INSTALACIONES DE ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS

CAPITULO I

ASPECTOS GENERALES

Artículo 8.- El almacenamiento y uso seguro de la gran variedad de líquidos depende particularmente de su punto de inflamación y es en base a este factor que se les ha clasificado.

La clasificación de un líquido podrá cambiar por contaminación de otro líquido con menor punto de inflamación.

Artículo 9.- Las facilidades de almacenamiento de GLP, que cubre el Reglamento, son los tanques de almacenamiento fijos y las facilidades asociadas de carga-descarga-transferencia en terminales marítimos o de tuberías, plantas de procesamiento de gas natural, plantas petroquímicas y playas de tanques.

Artículo 10.- El Reglamento no se aplica a:

- a) Instalaciones de transporte de líquidos inflamables o combustibles.
- b) Almacenamiento y manejo de tanques con líquidos que estén conectados a equipos con quemadores o conectados a equipos de despacho a usuarios.
- c) Almacenamiento de instalaciones industriales que utilicen líquidos, sea para la producción de calor, procesos físicos o químicos de transformación o procesamiento.
- d) Líquidos sin punto de inflamación, pero que pueden ser inflamables bajo circunstancias especiales, como hidrocarburos halogenados.
- e) Tanques cuya capacidad no exceda los 10.0 metros cúbicos.
- f) Estaciones de servicio y grifos de combustibles, que se norman en el Reglamento de Comercialización de los Combustibles Líquidos.

Artículo 11.- Este Reglamento no se aplica a las siguientes instalaciones de GLP:

- a) Almacenamiento bajo el nivel del suelo como tanques enterrados o tapados, almacenamiento en cavernas o pozos.
- b) Almacenamiento simples de GLP con capacidad de agua menor a 7 metros cúbicos.
- c) Almacenamiento en tanques que no sean fijos.

Artículo 12.- El Reglamento no limita el uso de sistemas, métodos, materiales o accesorios de equivalente o superior calidad, resistencia, efectividad, durabilidad y seguridad de los aquí prescritos. Sin embargo, la propuesta que difiera del Reglamento deberá ser sustentada técnicamente ante los Organismos Competentes.

Artículo 13.- Requisitos adicionales podrán ser exigidos por los Organismos Competentes para el uso y almacenamiento seguro de líquidos que tienen inusuales características de encendido, como aquellos capaces de autoignición al contacto con el aire, a los altamente reactivos con otras sustancias, o sujetos a descomposición explosiva.

Artículo 14.- La Empresa Almacenadora deberá disminuir o controlar al máximo, los eventuales riesgos que la instalación represente para las personas y propiedades. No obstante, la Empresa Almacenadora asume todo el riesgo, costo y responsabilidad frente al Estado y terceros sobre los efectos derivados de sus actividades relativas al almacenamiento de líquidos, debiendo para eso estar cubierta por la póliza de seguro a que se refiere el Título Quinto del Reglamento.

Artículo 15.- Para efectos de aplicación de este Reglamento, el cálculo de la Capacidad total de un sistema de almacenamiento de líquidos de más de una Clase, se hará asignando a los volúmenes útiles de los diferentes productos o derivados, los valores constantes siguientes:

- a) Para líquidos Clase IA, IB, IC: el 100 por ciento de su capacidad útil.
- b) Para líquidos Clase II: el 50 por ciento de su capacidad útil.
- c) Para líquidos Clase IIIA, IIIB: el 25 por ciento de su capacidad útil si son aceites y el 10 por ciento si son otros productos.

CAPITULO II

SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO

Artículo 16.- Los líquidos podrán ser almacenados en diversos sistemas, clasificándose de manera general en "sistemas convencionales" y "sistemas no convencionales".

Los almacenamientos denominados "convencionales" consisten en tanques superficiales y tanques enterrados. Los tanques superficiales son aquellos cuyas paredes laterales y techo están en contacto directo con la atmósfera, se subclasifican en tanques atmosféricos, tanques a presión, tanques refrigerados y tanques térmicos. Los tanques enterrados son aquellos cubiertos con material sólido y expuestos a presiones ocasionadas por el empuje o peso del material que los rodea.

El almacenamiento "no convencional" es todo sistema que no está descrito en el Reglamento, requiriendo especiales consideraciones en su proyecto, construcción y mantenimiento. Los almacenamientos "no convencionales" pueden ser:

- a) Almacenamiento en pozas abiertas
- b) Almacenamiento flotante
- c) Almacenamiento en cavernas
- d) Almacenamiento en tanques de concreto pretensado
- e) Almacenamiento en plataformas marinas.

Artículo 17.- Los tanques atmosféricos serán usados para líquidos que tienen hasta una máxima presión de vapor de 0.914 Kg/cm² abs (13 psia) a nivel del mar. Por cada 300 metros de elevación la máxima presión de vapor deberá ser reducida en 0.035 Kg/cm² abs (0.5 psia).

Artículo 18.- Los principales tipos de tanques atmosféricos son de techo flotante y de techo fijo.

a) Los tanques atmosféricos de techo flotante, son aquellos en que el techo flota sobre la superficie del líquido, eliminándose el espacio para los vapores. Los principales tipos de techo flotante son: Techos de cubierta simple con pontones, techos de cubierta doble con pontones, y techos flotantes internos que a su vez puede diferenciarse en techos flotantes internos rígidos y en sábanas flotantes. Los tanques atmosféricos de techo flotante serán utilizados en:

- Almacenamiento de líquidos con Presión de Vapor Reid mayor a 0.281 Kg/cm² abs (4 psia).

- Cuando el líquido es almacenado a temperaturas cercanas en 8.3 °C (15 °F) a su punto de inflamación o a temperaturas mayores.

- En tanques cuyo diámetro excede los 45.0 metros y sean destinados a almacenar líquidos de bajo punto de inflamación.

- Almacenamiento de líquidos con alta presión de vapor que son sensitivos a degradación por oxígeno. (*)

b) Los tanques atmosféricos de techo fijo, pueden tener techo autoportado o por columnas, la superficie del techo puede tener forma de domo o cono. El tanque opera con un espacio para los vapores, el cual cambia cuando varía el nivel de los líquidos. Ventilaciones en el techo permiten la emisión de vapores y que el interior se mantenga aproximadamente a la presión atmosférica pero produciéndose pérdidas de respiración. Los tanques de techo fijo son usados para almacenar líquidos en los cuales los tanques de techo flotante no son exigidos.

(*) De conformidad con el Artículo 1 de la Resolución Ministerial N° 141-2019-MEM-DM, publicada el 11 mayo 2019, se exceptúa a la empresa Terminales del Perú, operador de la Planta de Abastecimiento Callao con Registro de Hidrocarburos N° 13996-040-071018, del cumplimiento de lo dispuesto en el literal a) del presente artículo, por un plazo de setenta (70) días calendario contados desde la emisión de la presente Resolución, con la finalidad de almacenar temporalmente Gasolina en los Tanques N° 38 y N° 3A. La medida temporal de excepción establecida por el citado artículo sólo será efectiva a partir del momento en que la empresa Terminales del Perú obtenga la opinión técnica favorable por parte del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, respecto del almacenamiento temporal de Gasolina en los Tanques N° 38 y N° 3A.

Artículo 19.- Los tanques a presión son utilizados para líquidos con presión de vapor mayor o igual a 0.914 Kg/cm² abs (13 psia) a nivel del mar, los principales tipos de tanques a presión son recipientes cilíndricos y esferas.

a) Los recipientes cilíndricos son de acero, se usan para almacenar cualquier gas licuado a su temperatura crítica y presión requerida. Su montaje en posición horizontal se hace sobre dos o más apoyos y si es en posición vertical se hace sobre un fuste. Se consideran económicos almacenamientos con dimensiones de hasta 4.50 metros de diámetro y capacidades de agua de hasta 800 metros cúbicos.

b) Las esferas son otra forma de almacenar líquidos similares. Consisten de un recipiente esférico formado por gruesas paredes de acero, con seis o más aportes o columnas. Se consideran económicas las esferas con capacidad de agua a partir de los 800 metros cúbicos.

Artículo 20.- *Los tanques de almacenamiento refrigerados son utilizados para almacenar gases licuados, en rangos del etileno al butano, que tienen un punto de ebullición entre -126.6 °C a -1.1 °C (-260 °F a +30 °F). Los principales tipos de tanques refrigerados son: recipientes a presión, esferas a presión y tanques cilíndricos verticales. (*)*

(*) Párrafo modificado por el Artículo 3 del Decreto Supremo N° 036-2003-EM, publicado el 07-11-2003, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 20.- Los Tanques de Almacenamiento refrigerados son utilizados para almacenar gases licuados, en rangos del metano al butano, que tienen un punto de ebullición entre -167,7°C a -1,1°C (-270°F a + 30°F). Los principales tipos de Tanques refrigerados consisten en recipientes a presión, esferas a presión y Tanques cilíndricos verticales."

a) Los recipientes a presión refrigerados se utilizan para el almacenamiento de gases a alta presión como GLN u otros gases criogénicos para los que el almacenamiento a presión a temperatura ambiente no es factible. Límites prácticos de estos recipientes son de 4.5 metros de diámetro.

b) Las esferas a presión refrigeradas se utilizan para almacenar volúmenes intermedios de líquidos.

c) Tanque cilíndrico vertical refrigerado es la forma más común de almacenar grandes volúmenes de líquidos refrigerados. Puede ser de paredes simples o dobles. El de pared simple es similar a los tanques atmosféricos, excepto que dispone un fondo plano; la cara exterior del cilindro tiene un aislamiento térmico y el techo puede ser en forma de domo o de sombrilla, para operar con presiones ligeramente mayores a la atmosférica de 0.035 a 0.105 Kg/cm² (0.5 a 1.5 psig). Los tanques de pared doble se asemejan a los tanques atmosféricos, excepto que el cilindro está compuesto por dos paredes concéntricas con un material aislante que ocupa el espacio anular, el que se encuentra a una ligera presión positiva mediante el uso de un gas inerte como el nitrógeno. ()*

(*) Literal modificado por el Artículo 3 del Decreto Supremo N° 036-2003-EM, publicado el 07-11-2003, cuyo texto es el siguiente:

"c) Tanque cilíndrico vertical refrigerado es la forma más común de almacenar grandes volúmenes de líquidos refrigerados. Puede ser de paredes simples o dobles. El de pared simple es similar a los Tanques atmosféricos, excepto que dispone un fondo plano; la cara exterior del cilindro tiene un aislamiento térmico y el techo puede ser en forma de domo o de sombrilla, para operar con presiones ligeramente mayores a la atmosférica de 0.035 a 0.105 Kg/ cm² (0.5 a 1.5 psig). Los Tanques de pared doble se asemejan a los Tanques atmosféricos, excepto que el cilindro está compuesto por dos paredes concéntricas con un material aislante que ocupa el espacio anular, el que se encuentra a una ligera presión positiva mediante el uso de un gas inerte o con los vapores del hidrocarburo que se está almacenando, siempre y cuando un adecuado procedimiento de purga garantice que no se formarán mezclas explosivas."

d) Tanques térmicos son instalaciones para mantener una adecuada temperatura que permita el flujo de líquidos de alta viscosidad. Se recomienda que los líquidos sean mantenidos a una temperatura mayor en 8.3 °C a la de su punto de escurrimiento o que la viscosidad cinemática sea mayor a 300 cSt.

Artículo 21.- Los tanques enterrados se utilizarán cuando los requerimientos de almacenamiento por producto son relativamente pequeños. En caso que estos volúmenes excedan aproximadamente los 57 m³ (1,500 galones) por productos, el almacenamiento en tanques superficiales es el más adecuado.

CAPITULO III

PLANEAMIENTO DE LAS INSTALACIONES

Artículo 22.- El arreglo y diseño general debe basarse principalmente en condiciones de seguridad y eficiencia de las instalaciones. Se tomará en cuenta aspectos como:

- a) Proximidad a áreas urbanas y vías públicas.
- b) Expectativas de desarrollo de propiedades adyacentes.
- c) Riesgo de instalaciones adyacentes.
- d) Cantidad y clase de líquidos almacenados.
- e) Topografía del lugar.
- f) Facilidades de acceso en caso de emergencias.
- g) Códigos y regulaciones locales.

“En caso de instalaciones de Gas Natural Licuado, la disposición general de las instalaciones y su diseño deberán cumplir con lo dispuesto en el Capítulo 2 del NFPA 59A.” (*)

(*) Párrafo agregado por el Artículo 4 del Decreto Supremo N° 036-2003-EM, publicado el 07-11-2003.

Artículo 23.- Las indicaciones del Reglamento son guías para el desarrollo de proyectos en sitios de configuración o topografía normal. De no tener estas condiciones, se deberá tomar precauciones especiales para satisfacer las condiciones básicas de seguridad y eficiencia.

Artículo 24.- Debe definirse las distancias mínimas en la que las emisiones o vapores que escapan de los tanques se disipen y no puedan alcanzar las áreas seguras, en concentraciones superiores a los límites de inflamabilidad. Las distancias mínimas indicadas en los artículos siguientes, toman en cuenta la posibilidad de fuego y los efectos de la radiación del calor sobre las estructuras o tanques adyacentes.

Artículo 25.- Las distancias mínimas de tanques a linderos, a vías públicas y a edificaciones dentro de la propiedad, se dan en los incisos siguientes.

Para efectos de las distancias mínimas, se definen como tanques de techo flotante a aquellos con techo de cubierta simple o doble, con pontones; también se incluye a los tanques de techo fijo con ventilaciones que tengan techo flotante de cubierta simple o doble, con pontones o que tengan sábanas flotantes. Los tanques con techos o sábanas, flotantes que no cumplen con el API 650 o que en su sistema de flotación se utilicen espumas plásticas aunque estén encapsulados en metal, se consideran como tanques de techo fijo.

a) Todo tanque almacenado líquidos Clase I, Clase II o Clase IIIA, excepto lo indicado en el siguiente artículo o almacenando líquidos inestables o líquidos con características de ebullición desbordante; operado a presiones no mayores de 0.175 Kg/cm^2 (2.5 psig), proyectados con accesorios de venteo de emergencia y/o diseñados con unión débil del techo y cilindro, será ubicado de acuerdo a la Tabla (1) del Título Octavo Anexo II.

b) Tanques verticales diseñados con unión débil del techo al cilindro y almacenando líquidos clase IIIA podrán ser ubicados a la mitad de lo indicado en la tabla (1), sólo si no están dentro de áreas estancas o en la ruta del drenaje de tanques que almacenan líquidos Clase I o Clase II.

c) Todo tanque que almacene líquidos Clase I, Clase II o Clase IIIA, excepto cuando almacenen líquidos inestables o líquidos con características de ebullición desbordante, y opere a presiones superiores a 0.175 Kg/cm^2 (2.5 psi), será ubicado de acuerdo a la Tabla (2).

d) Todo tanque para almacenamiento de líquidos con características de ebullición desbordante será ubicado de acuerdo a la Tabla (3). Este tipo de líquidos no será almacenado en tanques de techo fijo mayor a 45 metros de diámetro, a menos que sistemas de protección a base de gases inertes sean instalados en el tanque.

e) Todo tanque para almacenamiento de líquidos inestables será ubicado de acuerdo a la Tabla (4).

f) Todo tanque para el almacenamiento de líquidos Clase IIIB será ubicado de acuerdo a la tabla (5), excepto si son líquidos inestables o si están dentro de áreas estancas o en la ruta de drenaje de tanques que almacenan líquidos Clase I o Clase II. En este caso los incisos (a) y (b) serán utilizados.

“g) Todo tanque para el almacenamiento de Gas Natural Licuado deberá cumplir con lo dispuesto en las Secciones 2.2.3 y 2.2.4 del NFPA 59A.” (*)

(*) Literal agregado por el Artículo 5 del Decreto Supremo N° 036-2003-EM, publicado el 07-11-2003.

Artículo 26.- Las distancias mínimas entre tanques adyacentes se dan en los siguientes incisos:

a) Todo tanque para el almacenamiento de líquidos estables Clase I, Clase II o Clase IIIA, estará a las distancias indicadas en la Tabla (7), excepto en los casos indicados en los incisos siguientes.

b) En instalaciones de producción ubicadas en lugares remotos, los tanques para petróleo con capacidades individuales no mayores a 475 metros cúbicos, podrán espaciarse 0.9 metros como mínimo.

c) Todo tanque para el almacenamiento de líquidos Clase IIIB podrá ser espaciado no menos de 0.9 metros, excepto si está dentro de áreas estancas o en la ruta del drenaje de tanques que almacenan líquidos Clase I o Clase II, en este caso se utilizará las distancias indicadas en Tabla (7).

d) Para todo tanque que almacene líquidos inestables, la distancia no será menor que la mitad de la suma de sus diámetros.

“e) Todo tanque para el almacenamiento de Gas Natural Licuado deberá cumplir con las distancias contenidas en la tabla 2.2.4.1 del NFPA 59A” (*)

(*) Literal agregado por el Artículo 6 del Decreto Supremo N° 036-2003-EM, publicado el 07-11-2003.

Artículo 27.- Se dan en los siguientes incisos, las distancias mínimas relativas a tanques de GLP:

a) La distancia mínima entre un tanque de GLP y los linderos o líneas de propiedad donde existen o pueden haber edificaciones en el futuro se indica en la Tabla (10) del Título Octavo Anexo II. Deberán ser dadas mayores distancias o protecciones adicionales cuando edificaciones para viviendas, edificaciones públicas o industriales se ubiquen en las propiedades adyacentes.

b) La distancia mínima entre tanques de GLP o entre tanques de GLP y otros tanques a presión que almacenan líquidos inflamables o peligrosos será:

-Si el almacenamiento es en esferas o recipientes verticales, la mitad del diámetro de la mayor esfera o recipiente, pero no menos de 1.5 metros.

-Entre recipientes horizontales no menos de 1.5 metros. Mayores distancias se tomarán si el diámetro de los recipientes es mayor a 3.0 metros.

-Si el almacenamiento es en esferas y recipientes horizontales y verticales, se tomará la mayor de las distancias precedentes.

c) La distancia mínima entre tanques de GLP y otros tanques no presurizados que almacenan líquidos inflamables o peligrosos será:

-Si el otro tanque es refrigerado, tres cuartas partes del diámetro del mayor tanque.

-Si el otro tanque es atmosférico almacenando líquidos Clase I, un diámetro del mayor tanque.

-Si el otro tanque es atmosférico almacenando líquidos Clase II, Clase IIIA y Clase IIIB, la mitad del diámetro del mayor tanque.

-30.0 metros

-En ningún caso se requiere que la distancia sea mayor que 60.0 metros.

d) La distancia mínima entre tanques de GLP y edificaciones regularmente ocupadas será:

-15.0 metros si la edificación se utiliza en el control de las operaciones de almacenamiento.

-30.0 metros si la edificación es para otros propósitos.

e) La distancia mínima entre tanques de GLP e instalaciones o equipos no indicados en artículos anteriores deberá ser:

-A recipientes de procesos, 15.0 metros.

-A quemadores o equipos con llamas abiertas, 30.0 metros.

-A otros equipos con llamas abiertas, incluyendo hornos y calderas, 15.0 metros.

-A equipos rotativos, 15.0 metros, excepto si son bombas que toman de los tanques de GLP, en ese caso podrán colocarse a no menos de 3.0 metros.

-A facilidades de carga y descarga de cisternas no menos de 15.0 metros.

-A las vías navegables y muelles, no menos de 30.0 metros.

-A líneas de transmisión y subestaciones eléctricas, 15.0 metros.

-A los motores estacionarios de combustión interna, 15.0 metros.

f) La distancia mínima entre tanques de GLP y el borde del área estanca de otros tanques de almacenamiento será de 3.0 metros.

Artículo 28.- Las distancias mínimas relativas a tanques refrigerados de GLP se dan en los siguientes incisos:

a) La distancia mínima entre tanques refrigerados de GLP a linderos o líneas de propiedad donde existen o pueden haber edificaciones en el futuro será de 60.0 metros. Protecciones adicionales o mayores distancias se deberán tomar si edificaciones públicas, industrias o viviendas se ubican en las propiedades adyacentes.

b) La distancia entre tanques refrigerados de GLP será no menor a la mitad del diámetro del mayor tanque.

c) La distancia entre tanques refrigerados de GLP y otros tanques no refrigerados de líquidos será la mayor de las siguientes distancias:

-Si el otro tanque es presurizado, las tres cuartas partes del diámetro del tanque mayor.

-Si el otro tanque es atmosférico y almacena líquidos Clase I, una distancia igual al diámetro del tanque mayor.

-Si el otro tanque es atmosférico y almacena líquidos Clase II, Clase IIIA o Clase IIIB, igual a la mitad del diámetro del tanque mayor.

-30.0 metros.

-En ningún caso, se requiere que la distancia sea mayor que 60.0 metros.

Artículo 29.- Para el arreglo o distribución de tanques atmosféricos se recomienda:

a) Que los tanques conteniendo petróleo o líquidos de bajo punto de inflamación sean ubicados en áreas lejanas de unidades de proceso, linderos o zonas de alta ocupación.

b) De ser posible, los tanques deberán agruparse de acuerdo a su riesgo (tipo de tanque o tipo de líquidos almacenados).

c) Los tanques con petróleo o con líquidos de bajo punto de inflamación tendrán un arreglo en filas de no más de dos tanques. Cada tanque estará adyacente a una vía de acceso.

d) Los tanques con líquidos de alto punto de inflamación tendrán un arreglo en filas de no más de tres tanques.

Artículo 30.- En el arreglo o distribución de tanques refrigerados y a presión de GLP se recomienda:

a) Los tanques esféricos o recipientes de GLP, deberán estar ubicados en forma tal que permita la máxima dispersión de vapores mediante la libre circulación de aire. Los contornos del suelo y obstáculos deberán ser tomados en cuenta para dicho efecto.

b) Los tanques esféricos tendrán un arreglo en filas de no más de dos tanques. Al menos un lado de cada tanque será adyacente a una vía de acceso.

Artículo 31.- Dentro de las instalaciones para almacenamiento de hidrocarburos, la construcción de cualquier edificación deberá obedecer a las siguientes condiciones:

a) Los edificios serán construidos con materiales incombustibles. Se exceptúan de esta disposición las puertas y ventanas de los edificios no incluidos en las disposiciones especiales.

b) En cada edificio existirán puertas que se abran al exterior o paralelamente a las paredes, los accesos a esas puertas deberán estar siempre libres de toda obstrucción, sea ésta exterior o interior.

c) Los almacenes, oficinas y otros locales de trabajo deberán obedecer al Reglamento Nacional de Construcciones (RNC) en lo que se refiere a la obra o construcción; y al Reglamento para la Apertura y Control Sanitario de Plantas Industriales (Ley N° 13270), en lo referente a condiciones de higiene y salubridad.

d) Los comedores, cantinas, cuartos de baño, lavabos, etc. estarán igualmente sujetos a los mismos Reglamentos, en lo que les sea aplicable.

e) En las edificaciones cerradas se observarán las siguientes disposiciones:

-Deberá existir una ventilación adecuada, natural o artificial. En caso de ventilación artificial, los aparatos deberán ser instalados de forma que no constituyan una causa de incendio o explosión.

-Los pisos de edificaciones cerradas, donde eventualmente se puedan producir derrames, deberán ser contruidos 20 centímetros más bajo que el nivel del pavimento o terreno circundante, de forma que impida que los líquidos derramados drenen hacia el exterior. Los pavimentos deberán ser contruidos con materiales impermeables. Se exceptúan de esta disposición los almacenes en taras, de líquidos Clase III que no sean aceites combustibles así como aquellas edificaciones en zonas muy lluviosas, donde se preverá un sistema estanco.

-Cada edificio, excepto aquellos destinados a oficinas, tendrá por lo menos dos puertas con un mínimo de 2.1 metros de altura y 1.5 de ancho. En adición a ello, el ancho de los vanos será igual a 1 metro por cada 100 metros cuadrados de superficie techada de la edificación.

f) Los edificios administrativos deberán ser ubicados en áreas seguras, preferentemente cerca de los principales puntos de ingreso y con acceso directo a las vías públicas a fin que los visitantes no ingresen a las áreas de trabajo.

g) Los edificios de operación tales como estaciones de bombeo, edificios de envasado donde se manejen líquidos Clase I estarán situados a más de 15.0 metros de los linderos en caso de ser de malla de alambre. En caso de que el cerco fuera sólido, la distancia podrá reducirse a 6.0 metros.

h) Las edificaciones de servicios que de por sí no constituyen un riesgo, pero que pueden tener fuego abierto u otro riesgo similar, serán situadas en áreas seguras lejos de donde los líquidos son almacenados y/o manipulados.

i) La casa de calderas, generadores y de bombas contraincendio deberán ser ubicadas en áreas seguras y donde el equipo pueda ser operado seguramente en caso de incendio.

Artículo 32.- En el planeamiento de las instalaciones de almacenamiento de hidrocarburos, el alineamiento de las vías de acceso internas respecto a las oficinas, tanques, puntos de carga, etc; deberá ser tal que permita fácil acceso y cómoda circulación de los vehículos, tanto en situaciones normales como en caso de evacuaciones por emergencia.

a) Las vías de acceso principales deben tener dos canales de tráfico y deberán estar debidamente terminadas y drenadas. Las vías de acceso secundarias pueden ser de un solo canal de tráfico con ensanches que permitan el cruce de vehículos. Adecuadas distancias deben ser dadas en las intersecciones para permitir el giro de los vehículos.

b) En instalaciones de almacenamiento importantes, se deberá considerar una vía perimétrica que permita la vigilancia diurna y nocturna. Asimismo, mediante las vías principales o secundarias se podrá dividir la instalación en áreas operacionales.

TITULO CUARTO

PROYECTO, CONSTRUCCION Y OPERACION DE LAS INSTALACIONES

CAPITULO I

DEL PROYECTO

Artículo 33.- Los tanques de almacenamiento serán diseñados según reconocidos códigos o normas usando adecuados factores de seguridad y construidos de acuerdo a la buena práctica de ingeniería.

a) Especial atención debe darse a las cargas de techo, acciones de sismos o vientos, presiones internas, características del suelo y estabilidad del tanque, en áreas donde las condiciones son inusualmente severas.

b) Se tomará en cuenta la compatibilidad de los materiales constituyentes del tanque con el líquido que está conteniendo.

“c) En el caso de Tanques de Almacenamiento de Gas Natural Licuado, los componentes metálicos de dichos Tanques deberán ser construidos de conformidad con lo establecido en el Apéndice Q del API 620.”(*)

(*) Literal agregado por el Artículo 7 del Decreto Supremo N° 036-2003-EM, publicado el 07-11-2003.

Artículo 34.- Para el proyecto de las fundaciones, un completo conocimiento de las condiciones del suelo debe ser obtenido, requiriéndose por lo menos las siguientes determinaciones: Capacidad portante del suelo, riesgo de flotación o licuefacción, asentamientos totales y diferenciales esperados.

a) Para el proyecto de las fundaciones deberá tomarse en cuenta el mayor efecto combinado de las cargas estáticas y dinámicas como: Peso propio del tanque y su contenido, cargas de prueba, cargas de viento, nieve y sismo, cargas de operación.

b) Todos los tanques deben apoyarse en el terreno de corte o en fundaciones de concreto reforzado, pilotes u otros. Las fundaciones deben ser diseñadas para minimizar la posibilidad de asentamientos diferenciales así como los riesgos de corrosión del fondo del tanque en la parte en contacto con la fundación.

c) Se deberán tomar especiales consideraciones de ingeniería para el diseño de estructuras especiales, soportes de tanques esféricos y otros recipientes para GLP.

d) En los tanques refrigerados, el diseño del aislamiento del fondo debe evitar el congelamiento del suelo circundante y de la cimentación.

e) En la prueba hidrostática, todos los tanques deberán ser llenados de una manera controlada para evitar los asentamientos diferenciales.

f) En localidades sujetas a posibles inundaciones, se deberán tomar especiales precauciones para evitar la flotación de los tanques, estén éstos llenos o vacíos. Se podrá optar por sistemas de anclaje o mediante el llenado con agua, cuando sea aplicable.

g) Para los tanques de GLP, las dimensiones y profundidad de la cimentación deberán ser tales que limiten los asentamientos del tanque y se prevengan sobreesfuerzos en las tuberías conectadas al tanque. Los asentamientos deberán ser controlados durante un largo período de tiempo.

h) Cuando sea impracticable proyectar fundaciones que satisfagan el inciso anterior, pueden ser proyectadas fundaciones flotantes o de pilotes. En este caso los asentamientos esperados serán determinados a partir de ensayos y verificados en el subsecuente servicio.

“i) En el caso de Tanques de Almacenamiento de Gas Natural Licuado, el diseño de las fundaciones deberá sujetarse a lo establecido en la Sección 4.1.7 del NFPA 59A.” (*)

(*) Literal agregado por el Artículo 8 del Decreto Supremo N° 036-2003-EM, publicado el 07-11-2003.

Artículo 35.- Todos los tanques, sean fabricados en taller o en campo, deberán ser probados antes de que sean puestos en servicio. Las pruebas se efectuarán según las partes aplicables de la norma con la que fueron fabricados.

a) En los tanques atmosféricos, tanques refrigerados o de baja presión, a la terminación del fondo, se hará una prueba de fugas por medio de una caja de vacío u otro medio.

b) Después de que se ha terminado la construcción, el alivio de esfuerzos, los exámenes, radiográficos y otras operaciones similares, todos los tanques se someterán a pruebas neumáticas e hidrostáticas para comprobar la estanqueidad y seguridad del cilindro. Se comprobará también la estanqueidad de las soldaduras y de todos los accesorios del techo.

También se verificará que las válvulas de presión y vacío operen a las presiones deseadas.

c) En los tanques y recipientes a presión, después de las inspecciones, los equipos serán probados hidrostáticamente en su posición de operación, según las normas del ASME.

“d) Los componentes metálicos de los Tanques de Almacenamiento de Gas Natural Licuado deberán ser probados de acuerdo a lo establecido en el Apéndice Q del API 620.” (*)

(*) Literal agregado por el Artículo 9 del Decreto Supremo N° 036-2003-EM, publicado el 07-11-2003.

Artículo 36.- Cuando la capacidad de operación de los tanques es menor que la capacidad nominal de los mismos, deberá preverse niveles mínimos de operación para evitar efectos de vórtice en las boquillas de salida, así como niveles máximos para evitar reboses en la operación de llenado.

a) En los tanques atmosféricos, el máximo nivel de llenado deberá ser tal que permita la expansión por cambios de temperatura, también deberá tomarse en cuenta las limitaciones en altura por las dimensiones de los techos y/o sábanas flotantes.

b) En los tanques de presión y/o de GLP, el máximo nivel de llenado será el que permita la expansión del líquido, asumiendo que éste descarga a la máxima temperatura posible en ese servicio, sin tener en cuenta la temperatura ambiental o la temperatura del líquido en el momento del llenado.

c) En los tanques de baja presión y/o refrigerados, el máximo nivel de llenado deberá tomar en cuenta la expansión del líquido a la temperatura de equilibrio del líquido para la presión de apertura de la válvula de alivio.

d) En las instalaciones que reciban líquidos de tuberías o de buques cisternas, deberán tener equipos o procedimientos establecidos para evitar el rebose, los que pueden ser: Control de alto nivel con cierre de válvulas, alarmas de alto nivel independiente del sistema de medición o un continuo control de nivel en el momento de llenado.

Artículo 37.- Todo tanque requiere un sistema de ventilación, que obedecerá a lo indicado en los siguientes incisos:

a) Para los tanques atmosféricos, ventilaciones libres o válvulas de presión y vacío con suficiente capacidad de venteo deben ser instaladas a fin de prever cualquier incremento sobre la máxima presión de diseño del tanque; incremento que puede ocasionar la distorsión del techo o del cilindro. La capacidad de venteo deberá ser dimensionada para satisfacer todas las condiciones de llenado y descarga, así como las variaciones de temperatura que pueda experimentar el tanque en su servicio.

b) El sistema de venteo se calculará y diseñará de acuerdo a la norma API 2000 u otra norma reconocida de ingeniería. Alternativamente podrá utilizarse un venteo de diámetro igual o superior que la mayor conexión de llenado o vaciado del tanque, pero en ningún caso su diámetro puede ser menor que el de una tubería de 40 mm DN (1 1/2" pulgadas).

c) En tanques de baja presión y recipiente de presión, además de lo anterior, debe preverse protección de las sobrepresiones que pueda ocasionar alguna bomba que descarga al tanque o recipiente.

d) En todo tanque que tenga más de una conexión de ingreso/salida y puedan realizarse simultáneamente llenados o descargas, la ventilación tendrá la capacidad del máximo flujo simultáneo.

e) Los tanques y recipientes de presión que almacenan líquidos Clase IA, deberán ser equipados con válvulas de venteo que permanecen cerradas excepto cuando están descargando bajo condiciones de presión o vacío. Además de lo anterior, los tanques que almacenan Clase IB y IC deberán tener matachispas.

f) En los campos de producción de petróleo los tanques atmosféricos que almacenan petróleo crudo y que tienen una capacidad igual o menor de 476 metros cúbicos, o tanques con capacidad

de hasta 3.5 metros cúbicos conteniendo líquidos que no son Clase IA, pueden tener ventilación libre.

g) Los matachispas y válvulas de venteo podrán ser omitidos en el almacenamiento de líquidos Clase IB y IC, cuando puedan haber condiciones que obstruyan los equipos (corrosión, congelamiento, condensaciones, cristalización, etc.). Bajo estas condiciones los matachispas y válvulas de venteo deberán usar materiales especiales, el uso de sellos líquidos, etc.

h) La descarga de los venteos deberá ubicarse en la parte alta del tanque y en posición tal que la eventual ignición de los vapores que escapen no incida sobre el tanque, estructuras o edificaciones.

Artículo 38.- Todo tanque deberá tener algún elemento constructivo o accesorio que alivie la excesiva presión interna debido a aumentos de temperatura por exposición al fuego.

a) En los tanques verticales este elemento constructivo puede ser el techo o sábana flotante o una unión débil entre el techo y el anillo de refuerzo del cilindro.

b) Los tanques atmosféricos mayores a 45 metros cúbicos almacenando líquidos Clase IIIB, fuera de áreas estancas, no requieren ventilación de emergencia.

c) En un tanque vertical puede considerarse que la forma constructiva referida en los incisos precedentes es un techo flotante o una unión débil entre la plancha del techo y el cilindro, así como cualquier otro tipo de construcción para el alivio de presiones. Preferentemente se utilizará el método de unión débil como lo establece el API 650.

d) Cuando el alivio de emergencia está dado por accesorios o válvulas, la capacidad total de venteo deberá ser la suficiente para prevenir la ruptura del cilindro o fondo del tanque si éste es vertical, o el cilindro y las tapas si es horizontal. Si líquidos inestables son almacenados los efectos del calentamiento o gases resultantes de la polimerización, descomposición o condensación deberán ser tomados en cuenta. La capacidad total de venteo normal y de emergencia no será menor de la indicada en la Tabla [8], excepto las condiciones dadas en artículos siguientes. El área mojada se calculará en base al 55 por ciento de las áreas expuestas de esferas, al 75 por ciento, de las áreas expuestas de tanques horizontales y a los primeros 9 metros sobre superficie del área expuesta del cilindro en tanques verticales.

e) Para tanques y recipientes diseñados para presiones mayores a 0.070 Kg/cm^2 (1 psig), la capacidad total de venteo será determinada de acuerdo a la Tabla [8] excepto que cuando la superficie mojada excede los 260 m^2 (2000 p^2), el régimen total de venteo será de acuerdo con la Tabla [9]. Las Tablas [8] y [9] se dan en el título octavo anexo II.

f) La capacidad de venteo de emergencia para un líquido estable será dada por la fórmula establecida en la norma NFPA-30.

g) Para tanques que contienen líquidos estables los regímenes indicados en los artículos precedentes podrán ser multiplicados por solo uno de los siguientes factores:

-Para tanques con área mojada mayores a 18.6 m^2 (200 p^2) y con un sistema de control de derrames de acuerdo al Reglamento, factor 0.5.

-Para tanques con rociadores de acuerdo al NFPA-15 y con un sistema de control de derrames de acuerdo al Reglamento, factor 0.3.

-Para tanques con aislamiento térmico que mantengan una conductividad de $2.0 \text{ cal/hora/cm}^2 / ^\circ\text{C}$ cuando en el exterior se tiene temperaturas de $904.4 \text{ }^\circ\text{C}$ ($1600 \text{ }^\circ\text{F}$) y cuando la temperatura media del aislamiento es $537.8 \text{ }^\circ\text{C}$ ($1000 \text{ }^\circ\text{F}$). El sistema de aislamiento deberá permanecer en sitio bajo condiciones de fuego directo y no deberá deformarse cuando esté sujeto a los chorros del agua de enfriamiento. Para los tanques con estas condiciones se utilizará un factor de 0.3.

-Para tanques con un sistema de control de derrames de acuerdo al Reglamento y aislamiento térmico según inciso anterior, se usará factor 0.15.

h) La descarga de las ventilaciones de emergencia de tanques, deberá ser dispuesta de tal manera que la posible ignición de los vapores venteados no incida sobre parte alguna del tanque, estructuras o edificaciones.

i) Todo accesorio de ventilación que se monte en un tanque deberá disponer de una placa donde se indique la presión en la cual alcanza su máxima apertura y la capacidad de venteo a esa presión. La capacidad de venteo se expresará en metros cúbicos de aire por hora, a una temperatura de $15.6 \text{ }^\circ\text{C}$ ($60 \text{ }^\circ\text{F}$) y 1.033 Kg/cm^2 (14.7 psia). La capacidad de venteo de accesorios con diámetro inferior a 200 mm DN (8 pulgadas) deberá ser determinada por pruebas realizadas por el fabricante o por una agencia calificada. La capacidad de venteo de accesorios de 200 mm DN (8 pulgadas) y mayores será calculada de acuerdo a fórmula del NFPA.

“j) Los elementos de alivio para los Tanques que almacenen Gas Natural Licuado deberán ser diseñados y construidos conforme a lo dispuesto en la sección 4.7 del NFPA 59A.” (*)

(*) Literal agregado por el Artículo 10 del Decreto Supremo N° 036-2003-EM, publicado el 07-11-2003.

Artículo 39.- En las instalaciones de almacenamiento de hidrocarburos deberán tomarse especiales precauciones para prever que derrames accidentales de líquidos Clase I, II o IIIA pueden poner en peligro edificaciones, servicios, propiedades vecinas o cursos de agua. Se obedecerá lo indicado en los siguientes incisos:

a) Para los tanques debe preverse un sistema de protección de derrames, el que puede constar de diques estancos o muros de retención alrededor de los tanques o sistemas de encauzamiento a lugares alejados.

b) Las áreas estancas de seguridad estarán formadas por diques estancos sobre un suelo impermeable a los combustibles que encierra, la capacidad volumétrica no será menor que el 110 por ciento del tanque mayor o el volumen del mayor tanque sin considerar el volumen desplazado por los otros tanques. (*)

(*) De conformidad con el Artículo 3 de la Resolución N° 036-2020-OS-CD, publicada el 07 mayo 2020, se exceptúa a Procesadora de Gas Pariñas S.A.C. del cumplimiento de lo establecido en el presente literal, en virtud del artículo 1 del Decreto Supremo N° 008-2020-EM, hasta el 28 de septiembre de 2020, bajo las siguientes condiciones técnicas de seguridad: i) contar con un sistema de agua de enfriamiento con rociadores para uno de los tanques, ii) cuatro monitores-hidrantes para la inyección de espuma, y iii) un sistema de detección de gases (que activaría el sistema deluge para el agua de enfriamiento).

c) Las áreas estancas de seguridad y sus diques tendrán las siguientes características:

-El terreno circundante al tanque se deberá impermeabilizar y tendrán una pendiente hacia afuera no menor del 1 por ciento.

-El pie exterior de los diques no estarán a menos de 5 metros de los linderos.

-Los diques preferentemente no tendrán alturas interiores menores a 0.60 metros ni mayores a 1.80 metros; cuando la altura interior promedio sea mayor, facilidades especiales deberán preverse para el acceso normal y de emergencia a los tanques, válvulas y otros equipos.

-Las áreas estancas, conteniendo dos o más tanques serán subdivididos por canales de drenaje u otros diques.

-Cuando dos o más tanques que almacenan líquidos Clase I están en un dique común, y uno de ellos tiene más de 45 metros de diámetro, se deberá prever diques intermedios entre tanques de tal manera que contengan por lo menos el 10 por ciento de su capacidad individual.

d) La distancia entre la pared del tanque y el borde interno del muro será como mínimo la altura del tanque. ()*

(*) Literal sustituido por el Artículo 21 del Decreto Supremo N° 036-2003-EM, publicado el 07-11-2003, cuyo texto es el siguiente:

“d) La distancia entre la pared del tanque y el borde interno del muro será la establecida en la NFPA 30.”

e) Las áreas estancas deberán estar provistas de cunetas y sumideros interiores que permitan el fácil drenaje del agua de lluvia o contraincendio, cuyo flujo deberá controlarse con válvulas ubicadas en su exterior, de forma tal que permita la rápida evacuación del agua de lluvia o el bloqueo del combustible que se derrame en una emergencia, evitando su ingreso al sistema de drenaje o cursos de agua.

f) Cuando se utilizan sistemas de encauzamiento de los derrames a lugares alejados, deberán prever las siguientes facilidades:

-El terreno alrededor del tanque debe tener una pendiente hacia afuera del 1 por ciento por lo menos en los circundantes 15 metros del tanque.

-El área estanca, deberá tener una capacidad no menor a la del tanque mayor que puede drenar a ella.

-La ruta de drenaje será tal, que en caso de incendiarse el líquido que pasa por ella, no ponga en peligro otros tanques, edificios o instalaciones.

-El área estanca y la ruta de drenaje deberán estar alejadas no menos de 20 metros de los linderos, cursos de agua o de otro tanque.

g) La volatilidad del GLP permite que las áreas estancas sean reducidas y en algunos casos la contención de los derrames es impráctica, sin embargo, el terreno alrededor de un tanque de GLP deberá tener una pendiente y sistemas de drenaje para que cualquier derrame drene a un lugar seguro. La ruta de drenaje será tal que el líquido no pase debajo de otro tanque o equipo. Se podrán utilizar sistemas de áreas estancas alrededor de los tanques o sistemas de encauzamiento a lugares alejados.

h) Las áreas estancas para GLP tendrán las siguientes características:

-Si el GLP es almacenado en esferas, cada una tendrá un área estanca individual; si es almacenado en recipientes horizontales, éstos pueden estar en un área común.

-El terreno dentro del área estanca tendrá una pendiente del 1 por ciento hacia los muros, de tal manera que los derrames no se acumulen bajo el tanque o tuberías del área estanca.

-La capacidad del área estanca no será menor que el 25 por ciento del volumen del mayor tanque dentro de él. Si el líquido tiene una presión de vapor menor a 7.03 Kg/cm^2 a 37.8°C (100 psia a 100°F), la capacidad del área estanca será del 50 por ciento del volumen del tanque mayor.

i) Cuando se utilizan sistemas de conducción de los derrames de GLP a lugares remotos o alejados, deberán preverse las siguientes facilidades:

-Las pendientes del terreno circundante al tanque serán de no menos del 1 por ciento, muros, diques, canaletas u otro método podrán ser usados para drenar el área.

-El área estanca remota estará alejada no menos de 15 metros de tuberías, linderos u otros equipos.

-La capacidad del área remota estanca no será menor que el 25 por ciento del volumen del mayor tanque dentro de él. Si el líquido tiene una presión de vapor menor a 7.030 Kg/cm^2 a 37.8°C (100 psia a 100°F), la capacidad del área estanca será del 50 por ciento del volumen del tanque mayor.

“j) En el caso de Tanques de Almacenamiento de Gas Natural Licuado, las áreas estancas de seguridad secundarias deberán ser diseñadas y construidas de acuerdo a lo establecido en la Sección 2.2.2 del NFPA 59A.” (*)

(*) Literal agregado por el Artículo 11 del Decreto Supremo N° 036-2003-EM, publicado el 07-11-2003.

Artículo 40.- El drenaje del agua superficial o de lluvia, deberá ser proyectado conforme las condiciones locales, así como lo indicado en los siguientes incisos:

a) Un sistema de drenaje de emergencia debe preverse para canalizar las fugas de los líquidos combustibles o inflamables o del agua de contraincendio hacia una ubicación segura. El sistema de drenaje deberá contar con canaletas, imbornales, o cualquier sistema especial que sea capaz de retener la expansión de posibles fuegos.

b) Ciertas facilidades deberán ser proyectadas y operadas para prevenir la descarga de líquidos inflamables y combustibles a cursos de agua, redes públicas de drenaje o propiedades adyacentes.

c) Los sistemas de drenaje de emergencia si están conectadas a las redes públicas o cursos de agua deberán estar equipados con sistemas de recuperación de petróleos.

d) Toda el agua que drena de las Instalaciones para Almacenamiento de hidrocarburos y que de alguna manera arrastra hidrocarburos, deberá ser procesada mediante sistemas de tratamiento primario como mínimo. En caso que con estos sistemas no se alcancen los requisitos impuestos por el Reglamento de las Actividades de Hidrocarburos en Materia Ambiental, se deberá optar por sistemas de tratamiento tipo intermedio o avanzado.

e) El drenaje del agua superficial será proyectado utilizando en lo posible la pendiente natural del terreno, la existencia de canales o cursos de agua. Cuando fuertes precipitaciones temporales, puedan exceder la capacidad del drenaje del sistema, será necesario prever áreas de escorrentía o de almacenamiento temporal del agua de lluvia.

f) Adecuadas facilidades de drenaje se preverán para la eliminación del agua de contraincendio, las salidas de las áreas estancas deberán estar controladas por válvulas operadas desde el exterior de los diques.

g) Se preverá un sistema independiente para los desagües de tipo doméstico, los que se descargarán a las redes públicas. Alternativamente se podrán utilizar tanques sépticos u otro sistema de tratamiento equivalente. De acuerdo al tipo de material del suelo se podrá percolar los desagües, en todo caso se deberá tomar en cuenta los aspectos de control ambiental.

“h) Los sistemas de drenaje para Tanques de Almacenamiento de Gas Natural Licuado deberán ser diseñados y construidos de acuerdo a lo establecido en la Sección 2.2.2 del NFPA 59A”. (*)

(*) Literal agregado por el Artículo 12 del Decreto Supremo Nº 036-2003-EM, publicado el 07-11-2003.

CAPITULO II

DE LA CONSTRUCCION

Artículo 41.- Se definen los requisitos mínimos que deben cumplir los tanques de almacenamiento de líquidos cuya capacidad excede los 10.0 metros cúbicos.

a) Los tanques serán diseñados y construidos de acuerdo a la buena práctica de la ingeniería y los materiales a utilizar serán acero o materiales aprobados no combustibles con las siguientes limitaciones y excepciones:

-El material del tanque será compatible con el líquido que almacena.

-Cuando en la construcción del tanque se utilicen materiales combustibles, éstos se limitarán al almacenamiento de líquidos Clase IIIB en áreas fuera de las rutas de los drenajes de tanques con líquidos Clase I o Clase II, o en tanques enterrados, o cuando lo requiera las propiedades del líquido.

-Los tanques podrán tener revestimientos combustibles o no y su uso dependerá de las propiedades de líquido.

-Se tomarán especiales consideraciones si la gravedad específica del líquido excede la del agua o si se almacena a temperaturas inferiores a 17.8 °C (o °F).

b) Los tanques podrán tener cualquier forma, la que será consistente con las características del líquido (temperatura, gravedad específica, presión, etc.) que se está almacenando. Los tanques metálicos podrán ser soldados, empernados, remachados o construidos por una combinación de estos métodos.

c) Se debe considerar en el diseño los efectos de sismo, asentamiento de los suelos y cualquier otro que pueda comprometer la estabilidad del tanque.

Artículo 42.- *Los tanques atmosféricos, deberán ser construidos de acuerdo a reconocidos estándares de diseño como: API 650, API 12B, API 12D, API 12F, UL 142, UL 58, UL 1316, o sus equivalentes. (*)*

(*) Párrafo modificado por el Artículo 13 del Decreto Supremo Nº 036-2003-EM, publicado el 07-11-2003, cuyo texto es el siguiente:

“Artículo 42.- Los Tanques Atmosféricos deberán ser construidos de acuerdo a reconocidos estándares de diseño como: API 620 (Apéndice Q), API 650, API 12B, API 12D, API 12F, UL 142, UL 58, UL 1316, o sus equivalentes.”

a) Los tanques de baja presión y los tanques a presión podrán ser utilizados como tanques atmosféricos.

b) Los tanques atmosféricos no podrán ser utilizados para almacenamiento de líquidos a temperaturas iguales o mayores a su punto de ebullición.

c) La tubería para boquillas o nipples soldados a tanques fabricados con planchas de acero al carbono de baja resistencia, serán sin costura ASTM A53, A106 Grado B/C o API 5L, o tuberías con costura tipo API 5L. Cuando las planchas del tanque sean de acero de alta resistencia, sólo se utilizarán tuberías sin costura A-106 Grado B/C. Las planchas roladas para el montaje de boquillas o accesorios, serán del mismo material que la plancha del tanque a la que se suelda.

d) Dependiendo del máximo asentamiento esperado bajo la pared y del espesor del primer anillo del tanque, se preverá que la plancha del fondo en contacto con la pared del tanque será de un espesor mayor, el que se extenderá no menos de 0.60 metros hacia el interior.

e) Las planchas de refuerzo de forma anular bajo la pared del tanque, serán soldadas a tope con penetración completa. La soldadura entre el fondo y el primer anillo será de filete con espesor igual al de la plancha de fondo.

f) En tanques de techo fijo, la altura total es la distancia entre el fondo y la parte superior del ángulo circunferencial de refuerzo. Cuando se utilizan sábanas flotantes en este tipo de tanques, el diseño tomará en cuenta las dimensiones de esta cobertura.

g) Para tanques de techo flotante, la altura a considerarse será la distancia del fondo del tanque hasta la máxima altura de llenado. Se preverá una extensión del cilindro para acomodar el techo flotante.

h) Todas las uniones soldadas, verticales y horizontales, de las planchas del cilindro, serán de penetración y fusión completa, no permitiéndose soldaduras a tope de paso simple.

i) Se preverá márgenes de corrosión no menores a 1.5 mm para la estructura soporte de los techos fijos.

j) En tanques de techo cónico, sean éstos autosoportados o no, se preverá una unión débil entre las planchas del techo y el ángulo de refuerzo en el cilindro del tanque. Cuando los techos autosoportados son de tipo domo, o tipo sombrilla, la ventilación de emergencia se dará según API 2000.

k) Todos los techos se diseñarán para soportar su peso propio más una carga viva no mayor a 125 Kilogramos por metro cuadrado.

l) En tanques de techo flotante, el diseño preverá que no ocurran daños al techo del tanque en la ocurrencia de sobrellenados.

m) Las planchas de la cubierta en los tanques de techo flotante serán de un espesor no menor a 5 mm y serán unidas por soldadura continua tipo filete.

n) El sistema de drenaje del techo será de manguera, o mediante tubos con uniones giratorias o un sistema de sifón. En los techos de cubierta simple se colocará, cerca al techo, una válvula de retención para prevenir el flujo inverso en caso de fugas en el sistema de drenaje. El diámetro del sistema de drenaje será tal que impida la acumulación del agua de lluvia.

o) El espacio entre la periferia del techo y la pared interior del tanque será sellado por medio de un elemento flexible resistente a la abrasión, a la intemperie y al líquido almacenado.

p) Adecuados sistemas de venteo se instalarán en los tanques de techo flotante, para prevenir sobreesfuerzos en la cubierta o en el sello periférico.

q) El techo flotante deberá disponer de apoyos fabricados a partir de tuberías cédula 80, diseñados de tal manera que pueda ajustarse su altura desde el exterior y que su posición mínima esté 75 mm más bajo que el mínimo nivel de operación y su posición máxima ofrezca un espacio libre de 1.80 metros entre la posición inferior del techo y el fondo del tanque.

r) Todas las conexiones al cilindro, incluyendo boquillas, entradas de hombre, y entradas de limpieza se harán de acuerdo al API 650. Las boquillas de tubería se diseñarán para la presión estática más las cargas impuestas por las tuberías.

s) El tanque será inspeccionado radiográficamente en las uniones del cilindro, en las uniones de las boquillas con el cilindro y en la plancha anular del fondo del tanque. La ubicación y cantidad de radiografías serán de acuerdo al API 650.

t) El tanque será probado hidrostáticamente con agua. Si se usa agua salada para la prueba y ésta permanece 30 días o más, deberán usarse aditivos secuestrantes de oxígeno e inhibidores de corrosión. Después de la prueba, el tanque se drenará y limpiará cuidadosamente con agua dulce. El llenado de agua será por etapas y se controlará cuidadosamente los asentamientos totales y diferenciales.

Si no se dispone de agua para las pruebas hidrostáticas, se aplicará petróleo diesel calentado en el lado interior de las costuras del cilindro. Aplicando presión en el lado interior o vacío en el exterior, e inspeccionando cuidadosamente el otro lado de la junta se podrán observar manchas si existen fallas en la soldadura.

u) En los tanques de techo fijo los sistemas de ventilación satisfacerán los requisitos del API Std 2000, se tomarán en cuenta los regímenes máximos de bombeo y la capacidad de venteo de los tanques. Las ventilaciones libres serán tipo "cuello de ganso", tendrán en su extremo una malla de acero (MESH 4).

v) Las ventilaciones de presión-vacío se usarán con líquidos que tienen punto de inflamación menor a 37.8 °C (100 °F) o que se almacenan a una temperatura cercana a 8.3 °C (15 °F) a su punto de inflamación, también llevarán en su extremo abierto, una malla de acero (Mesh 4).

w) Todos los tanques tendrán facilidades de acceso al interior del tanque, el número y dimensiones de las entradas dependerá del diámetro del tanque y de su tipo de techo.

x) Todos los tanques dispondrán de por lo menos una conexión de drenaje cuyo extremo interior terminará en una curva distante 100 mm del fondo del sumidero de adecuada capacidad. El sumidero podrá estar cerca del centro del tanque si éste es de techo cónico hacia abajo o cerca de la periferia si es cónico hacia arriba.

y) Se deberán prever, de acuerdo al NFPA-11, las conexiones para la instalación de cámaras de espuma en el número y diámetro requeridos por el tamaño del tanque y las características del líquido. En el caso de futura instalación se tapanán con bridas ciegas.

z) Se instalará no menos de un medidor de nivel de líquido por cada tanque, su lectura será accesible o visible desde el nivel del suelo.

aa) Conexiones de 25 mm DN (1 pulgada) serán previstas para la instalación de termopozos y termómetro.

ab) Los tanques que requieren inspección, medición o muestreo desde el techo, dispondrán de una escalera en espiral, así como plataforma para dichas operaciones. La pendiente de la escalera no excederá los 45° y su ancho mínimo será de 750 mm. Los tanques de poca capacidad que no dispongan de escalera en espiral, deberán tener una escalera externa vertical con caja o jaula de seguridad.

ac) Las plataformas en el techo de los tanques podrán estar interconectadas con pasarelas a fin de que el personal no tenga que transitar por el techo de los tanques. En cuya periferia se construirán barandas para seguridad.

ad) En los tanques de techo flotante, se proveerá a éstos de una tapa de medición o de un "pozo" de medición, que serán de tipo estanco.

ae) Los tanques de techo flotante dispondrán de adecuados accesorios para mantener el techo en posición centrada y evitar la rotación del mismo.

Artículo 43.- Los tanques de baja presión deberán ser contruidos de acuerdo a reconocidos estándares de diseño como: API 620, ASME Sections VIII Div. 1, o sus equivalentes.

a) Los tanques contruidos de acuerdo a las normas de la UL podrán ser usados para presiones de operación que no excedan 0.070 Kg/cm^2 (1 psig) y limitados en condiciones de emergencia a 0.175 Kg/cm^2 (2.5 psig).

b) La presión de operación normal de un tanque no excederá la presión de diseño de dicho tanque. Los recipientes a presión podrán ser utilizados como tanques de baja presión.

c) Los tanques que se diseñan de acuerdo al API 620, operarán a temperaturas de metal entre +5 °C y -168 °C (+40 °F y -270 °F) y con presiones que no excedan los 1.055 Kg/cm^2 (15 psig).

d) Las paredes del tanque y otros componentes sobre el máximo nivel del líquido se diseñarán a una presión no menor que la presión de apertura de la válvula de alivio. Las partes del tanque debajo del máximo nivel del líquido se diseñarán para la más severa combinación de presión (vacío) y carga estática del líquido.

e) Para efectos del cálculo, se tomará el peso del líquido a 15.6 °C (60 °F) y en ningún caso éste será menor a 770 Kg/m^3 (48 libras/pie cúbico). Este valor mínimo no se aplica a tanques para almacenamiento de gas o para tanques refrigerados, en este último caso, el peso mínimo será de 470 Kg/m^3 para metano, 550 kg/m^3 para el etano y 570 Kg/m^3 para el etileno.

f) Para efecto de diseño, se consideran las siguientes cargas como mínimo:

-La presión interna

-El peso del tanque y su contenido.

- El sistema de soporte
- Cargas de viento, sismo y nieve
- Peso del revestimiento y aislamiento.

g) En los casos con velocidad de corrosión predecible, se adicionará espesores de metal sobre los valores requeridos por las condiciones de operación, el espesor adicional será igual a la corrosión esperada durante la vida útil del tanque. Cuando los efectos de la corrosión no son predecibles, y cuando la corrosión es incidental, localizada o variable en su velocidad y extensión, el mejor criterio del proyectista establecerá razonables sobreespesores, en todo caso estos no serán menores de 1.5 mm.

h) La inspección de soldaduras sea por tintas penetrantes, ultrasonido, partícula magnética o radiografía podrá seguir los lineamientos de API 620 ó del ASME.

i) Después de completada la construcción, de haberse aliviado las tensiones del metal y efectuado los exámenes radiográficos, el tanque deberá ser sometido a pruebas neumáticas e hidrostáticas.

j) En la prueba hidrostática, el régimen de ingreso de agua será tal que el nivel del agua aumente a no más de 0.90 metros por hora, la capacidad del equipo de venteo, las características del suelo u otros factores podrán limitar aún más ese régimen. No se aplicarán presiones sobre la superficie del agua antes que el tanque y su contenido estén a la misma temperatura, la que no será menor de 15.6 °C (60 °F).

k) Se deberá instalar un accesorio automático de alivio de presiones, para prever que la presión en la parte superior del tanque, no exceda en un 10 por ciento sobre la máxima presión de trabajo.

l) Cuando riesgos adicionales puedan ser ocasionados por la exposición del tanque al fuego o a otra fuente de calor, se instalarán otros accesorios o válvulas de alivio para prever que la presión en la parte superior del tanque no exceda el 20 por ciento de la máxima presión de trabajo.

m) Todo tanque que pueda trabajar completamente lleno de líquido será equipado con una o más válvulas de alivio.

n) Para detectar y corregir asentamientos diferenciales que pueden comprometer la estructura se efectuarán medidas de los niveles de la fundación de los tanques, antes y durante la prueba hidrostática.

o) La protección ignífuga del soporte de tanques y de los soportes de tuberías dentro de las áreas estancas, se proyectará para soportar el choque térmico que genere un derrame.

"p) Los Tanques de Almacenamiento de Gas Natural Licuado deberán ser construidos conforme a los requerimientos del Apéndice Q del API 620." (*)

(*) Literal agregado por el Artículo 14 del Decreto Supremo N° 036-2003-EM, publicado el 07-11-2003.

Artículo 44.- Los tanques de almacenamiento para presiones que excedan los 1.055 Kg/cm² (15 psig) deberán ser diseñados de acuerdo al ASME Section VIII Div. 1 ó 2 según sea aplicable.

a) La presión normal de operación no podrá exceder la presión de diseño del tanque.

b) Los Recipientes serán diseñados, fabricados y probados de acuerdo con el código del ASME Section VIII Div. 1 ó 2, o un código similar aceptado por el Organismo Competente.

c) Todos los recipientes, excepto esferas, que operan sobre 0.070 Kg/cm² (1 psig) tendrán una presión de diseño mínima del 1.125 Kg/cm² (16 psig). Los recipientes que trabajan en vacío o donde pueda producirse vacío inadvertidamente, se diseñarán para una presión externa diferencial de 1.055 Kg/cm² (15 psig) ó un 25 por ciento mayor que la máxima presión de diseño.

d) Las cargas que se consideren en el diseño del recipiente incluirán las indicadas en el ASME más las cargas cíclicas y las originadas por la erección. Durante la erección, arranque y operación, se debe considerar que todas las cargas aplicables actúan simultáneamente, incluyendo las cargas de viento y sismo. Durante las pruebas hidrostáticas se debe considerar simultáneamente una presión de viento equivalente a una velocidad de viento de 16 metros por segundo.

e) Para recipientes horizontales se determinará las condiciones de pandeo local, flexión circunferencial y esfuerzos de corte. En recipientes verticales, la máxima deflexión del recipiente para todas las cargas, excepto sismo, no excederá la centésima parte de la altura.

f) los recipientes se diseñarán para la prueba hidrostática con agua cuando el recipiente está en posición operación.

g) Se darán márgenes de corrosión de 1.5 mm para recipientes fabricados con aceros al carbono de baja resistencia y márgenes de 0.25 mm sin son aceros de alta resistencia o con revestimientos internos.

h) Los recipientes a presión de tipo horizontal apoyados en soportes metálicos o muros de concreto, tendrán una plancha de apoyo con espesor no menor a 6.4 mm (1/4 pulgada) la que estará soldada íntegramente al tanque.

i) La inspección de soldaduras sea por tintas penetrantes, ultrasonido, partícula magnética o radiografía seguirá los lineamientos del ASME.

Artículo 45.- Los tanques enterrados deberán ser construidos de acuerdo a reconocidos estándares de diseño y a los lineamientos dados en los siguientes incisos:

a) Respecto a los materiales:

-Deberán ser metálicos o de resinas reforzadas con fibra de vidrio y los materiales en ellos utilizados deberán ser de calidad adecuada. Serán calculados de forma que resistan no sólo la presión interior de los líquidos y vapores en ellos contenidos, sino también el empuje de las tierras y materiales de relleno a que están sujetos.

-El espesor de la plancha se determinará por los cálculos y se aumentará un espesor adicional de por lo menos 1.5 mm por los efectos de corrosión, y en el caso de utilizar acero de baja resistencia el espesor mínimo será de 4 ó 6 milímetros, según sea soldada o remachada.

-La conexión de las planchas podrá ser hecha por engaste o soldadura, pero de forma que las juntas sean completamente estancas, teniendo en cuenta las variaciones de carga y dilataciones debidas a las eventuales variaciones de temperatura.

-La superficie externa de los tanques deberá ser revestida por una sustancia protectora, insoluble en el agua.

-El techo y la generatriz superior del tanque deberán estar a una profundidad de, por lo menos, 0.50 metros abajo el nivel del terreno, de forma a que no ocurra una elevación sensible de temperatura en el líquido contenido, en caso de incendio próximo. Podrán ser construidos tanques cilíndricos de eje vertical o de forma de paralelepípedo, de concreto armado, forrados interiormente con revestimiento metálico o cualquier otro revestimiento que dé garantías de una buena estanqueidad.

b) Los tanques enterrados será sometidos, después de su construcción, a los siguientes ensayos:

-Ensayo de resistencia.- Será hecho con agua o aire comprimido a la presión de, por lo menos, 1.020 Kg/cm² (14.5 psig).

-Ensayo de estanqueidad.- Será hecho con agua o aire a la presión de 1.020 Kg/cm² (14.5 psig).

c) Ningún vehículo podrá ser autorizado a circular por encima de un tanque enterrado, ni sobre él podrán ser colocadas cargas de cualquier naturaleza a no ser que el tanque esté protegido por un material incombustible y de espesor y resistencia adecuados al tráfico o a las sobrecargas impuestas.

d) Los tanques enterrados deberán estar sólidamente fijados al suelo, de forma que no puedan flotar en caso que estén vacíos y ocurra una elevación de la napa freática.

e) En cuanto a los accesorios de los tanques enterrados se observarán las siguientes disposiciones:

-Todas las aberturas, además de las de ventilación y de medición, deberán estar abastecidas de válvulas de acero de bronce.

-Será obligatoria la existencia de un tubo para evacuación de los vapores producidos en servicio normal o durante su llenado, así como para la entrada de aire durante su vaciado. En este tubo será instalado un dispositivo que impedirá la propagación de las llamas hacia el interior del tanque.

-El equipo de medición deberá ser instalado de tal manera que impida la salida de los gases hacia el exterior de los tanques. Se exceptúan de esta disposición los tanques de capacidad inferior a 10m³ (2,600 galones).

f) Los tanques enterrados podrán también ser fabricados de resinas reforzadas con fibra de vidrio, su diseño, fabricación y montaje será de acuerdo a las normas pertinentes de la API y UL.

Artículo 46.- En los siguientes incisos se dan los requerimientos básicos para las esferas de GLP:

a) Las esferas con presiones de diseño mayores a 1.055 Kg/cm² (15 psig) se diseñarán para ser llenadas con agua. Durante la prueba hidrostática se considerará la tercera parte de la carga de viento.

b) Las conexiones y entradas, se ubicarán de tal manera que sus soldaduras no se intersecten con las soldaduras entre planchas o con las de otra conexión.

Las conexiones mayores a 50 mm DN (2 pulgadas) serán bridadas, las de 50 mm, DN (2 pulgadas) o menores podrán ser roscadas, excepto si corresponden a válvulas de alivio.

c) La línea de drenaje o purga de agua terminará a una distancia no menor de 4.50 metros de la esfera.

d) Las conexiones para los instrumentos serán como un mínimo las siguientes:

Instrumento	Ubicación
- Manómetro	Tope de esfera
- Termómetro	Nivel mínimo del líquido
- Indicador de nivel:	
a) Tipo flotador interno automático	
b) Lectura local, tipo diferencial	Tope y fondo de esfera
c) Alarma alto nivel	Nivel máximo del tanque.

e) Se preverá las conexiones, soportes y fijadores para las siguientes facilidades:

- Sistema rociador de agua de enfriamiento
- Tubería de llenado y descarga
- Sistema de aislamiento
- Protección ignífuga
- Válvulas alivio y de emergencia

- Escaleras y plataformas.

f) Las esferas de GLP serán conectadas a tierra como protección contra descargas eléctricas.

g) Las estructuras soporte tendrán protección ignífuga, sin embargo, ésta no deberá cubrir la zona de contacto entre las columnas o la esfera.

h) Las esferas de GLP tendrán una placa resistente a la corrosión donde estén marcadas las condiciones de diseño, las especificaciones de materiales, pesos, dimensiones, etc. La placa se ubicará en un lugar de fácil lectura desde el nivel del suelo.

CAPITULO III

SISTEMAS DE TUBERIAS Y BOMBAS

Artículo 47.- El diseño, fabricación, montaje, prueba e inspección del sistema de tuberías que conducen líquidos en las Instalaciones para Almacenamiento de Hidrocarburos, deberán ser los adecuados a las máximas presiones de trabajo, temperatura y esfuerzos mecánicos que pueden esperarse en el servicio. En general se seguirá las indicaciones de los siguientes incisos:

a) Deben satisfacer las normas de ANSI B31.3.

b) El sistema será mantenido a prueba de fugas o goteo. Cualquier gotera constituye una fuente de riesgo y la tubería deberá ser vaciada y reparada.

Artículo 48.- Para los tanques atmosféricos, las tuberías, válvulas, accesorios deberán satisfacer las especificaciones de materiales y las limitaciones de presión y temperatura del ANSI B31.3 y ANSI B31.4, así como lo indicado a continuación:

a) Las válvulas para tanques de almacenamiento y sus conexiones al tanque serán de acero o hierro nodular, excepto si el líquido contenido no es compatible con estos materiales, en estos casos, el material deberán tener su punto de función comparable al acero o al hierro nodular.

b) Las válvulas podrán ser de hierro fundido, bronce, aluminio, hierro maleable o material similar cuando se usa en tanques con líquidos Clase IIIB que están en exteriores fuera de áreas estancas y de la ruta del drenaje de tanques conteniendo líquidos Clase I, III, o IIIA.

c) Las válvulas preferentemente serán de paso completo permitiendo el reemplazo de la compuerta sin el desmontaje total de la válvula. Cuando las válvulas no son de vástago ascendente, deberán tener un sistema que permita visualizar si está abierta o cerrada.

d) Las uniones entre tuberías y accesorios deberán ser herméticas, pudiendo ser soldadas, con bridas o roscadas. Las uniones roscadas serán para diámetros menores o iguales a 50 mm DN (2 pulgadas), debiendo usarse sellantes adecuados a los líquidos. Las tuberías con líquidos Clase I que se instalan en lugares pocos accesibles dentro de edificaciones, deberán tener sus uniones soldadas.

e) Los sistemas de tuberías deberán estar adecuadamente soportados y protegidos de daños físicos y de sobreesfuerzos por asentamientos, vibración, expansión o contracción.

f) Los sistemas de tuberías enterrados o sobre superficie sujetos a corrosión exterior deberán estar protegidos, las tuberías enterradas mediante sistema de protección catódica y las tuberías sobre superficie mediante la aplicación de pinturas u otros materiales resistentes a la corrosión. Todas las tuberías enterradas deberán estar adecuadamente protegidas en los cruces de vías y líneas férreas mediante un forro de tubería concéntrica u otro medio adecuado. Los extremos de estas tuberías deben sellarse para evitar corrosión del tramo enterrado.

g) Se recomienda el montaje de un suficiente número de válvulas de cierre, control y de alivio para operar adecuadamente el sistema y proteger las instalaciones.

h) Todo sistema de tuberías, antes de ser cubierto, enterrado o puesto en operación, deberá ser probado hidrostáticamente a 150 por ciento la presión de diseño, o neumáticamente a 110 por ciento la presión de diseño, a fin de detectar cualquier tipo de fuga. La presión de prueba será la que indiquen los planos, si no está indicada, la presión de prueba será de 15.819 Kg/cm² (225 psig) en el punto más alto del sistema. La prueba se mantendrá hasta la inspección visual de todas las uniones pero en ningún caso menos de 10 minutos.

i) Toda tubería o línea que llegue a un tanque deberá ser pintada de un color determinado y con marcas que permitan identificar el líquido que contiene o servicio que presta, de acuerdo a los procedimientos determinados por la Norma Técnica Nacional (Norma ITINTEC 399.012.1984) sobre "Colores de Identificación de tuberías para Transporte de Fluidos en Estado Gaseoso o Líquido en Instalaciones Terrestres y en Naves".

j) La presión de diseño será no menor de 10.546 Kg/cm² (150 psig) y deberá indicarse en los planos. Se deberá tomar las provisiones para evitar o controlar sobrepresiones por golpe de ariete o dilatación térmica del fluido.

k) Las estaciones de bombas para líquidos Clase I, preferentemente estarán situadas al aire libre, a menos que existan condiciones climáticas severas. Preferentemente las bombas serán agrupadas en una sola área.

l) El tipo de bomba a utilizar será determinado por las características del líquido y los requerimientos de bombeo. Preferentemente se utilizarán bombas centrífugas, excepto cuando los líquidos sean muy viscosos y sea necesario bombas de tipo desplazamiento positivo.

m) En el ingreso a las bombas, se instalarán filtros que prevengan el ingreso de partículas sólidas que puedan dañar al equipo. Todas las partes móviles de las bombas deberán estar protegidas para evitar accidentes en su operación.

n) Cuando sean utilizados motores de combustión interna para manejar bombas u otros equipos, éstos se ubicarán en un área segura; de no poder cumplir este requisito, deberán tomarse precauciones adicionales como: instalar matachispas en el escape, montar al equipo a un nivel más alto que el del suelo.

o) Cuando se usan motores eléctricos para operar las bombas y están dentro de áreas peligrosas, los motores deberán cumplir con las normas del NFPA, en lo que respecta a la clasificación de áreas.

p) Los colectores (manifolds) de descarga de las bombas deberán estar adecuadamente soportados previniendo las posibles contracciones y expansiones de las tuberías. Preferentemente no serán colocados dentro de las áreas estancas.

“q) Los sistemas de tuberías para Tanques de Almacenamiento de Gas Natural Licuado serán diseñados y construidos de conformidad con el artículo 2.2.2. y el Capítulo 6.0 del NFPA 59A y con lo establecido en el ANSI B 31.3” (*)

(*) Literal agregado por el Artículo 15 del Decreto Supremo N° 036-2003-EM, publicado el 07-11-2003.

Artículo 49.- En tanques de GLP y de presión, las tuberías y facilidades deben satisfacer las normas o requisitos del ANSI B31.3 ó del ANSI B31.4, si es aplicable, así como lo indicado a continuación:

a) Todos los materiales, incluyendo la parte no metálica de las válvulas, sellos, empaques deben ser resistentes al GLP, a las condiciones de servicio.

b) Se puede utilizar tuberías sin costura o con costura soldada eléctricamente (ERW). Tuberías sin costura se usarán en diámetros menores o iguales a 50 mm DN (2 pulgadas) o cuando la tubería deba ser doblada durante su fabricación o instalación.

c) El número de juntas entre el recipiente y la primera válvula de bloqueo será el menor posible. Preferentemente se usarán juntas soldadas, minimizando el uso de juntas roscadas o bridadas. Para tuberías mayores a 50 mm DN (2 pulgadas) se usarán juntas bridadas o soldadas, para tuberías de 50 mm DN (2 pulgadas) o menores, también se podrán usar juntas roscadas.

d) El espesor de las tuberías será igual o mayor que lo indicado por las normas del ANSI B31.3, también se podrá considerar como espesores mínimos de tuberías de acero al carbono los siguientes: Cédula 80 para tubos menores a 50 mm DN (2 pulgadas), Cédula 40 para tubos de 50 a 125 mm DN (2 a 5 pulgadas), 6.4 mm en tuberías de 150 mm DN (6 pulgadas), Cédula 20 en tubos de 200 a 300 mm DN (8 a 12 pulgadas) y Cédula 10 en tubos de 350 mm DN (14 pulgadas) o más.

e) Los accesorios roscados y los coples serán de acero forjado Clase 3000 (3000 libras por pulgada cuadrada). Los accesorios soldados serán de acero, sin costura y de espesor o Cédula similar a la tubería que se conecta.

f) Las válvulas de cierre más cercanas al tanque y las válvulas de alivio serán de acero. Las válvulas tipo sandwich, que están montadas entre dos bridas con pernos largos, no serán usadas.

g) El sistema de tuberías se proyectará con la adecuada flexibilidad para que no sea afectado por el asentamiento de los tanques, la expansión o contracción por cambios de temperatura de los tanques o las líneas, el enfriamiento o calentamiento de las conexiones de descarga o conexiones de ventilación.

h) Las líneas de purga de agua no deben terminar debajo de los tanques y no deben conectarse a la red de drenaje público o drenajes no diseñados para contener hidrocarburos.

i) La flexibilidad del sistema será dada por los cambios de dirección en la tubería, o mediante el uso de curvas. Cuando restricciones de área impidan el uso de esos métodos; se podrán usar juntas de expansión tipo fuelle debidamente ancladas y guiadas.

j) Está prohibida la utilización de mangueras no metálicas para la interconexión entre recipientes fijos.

k) Las bombas, compresores, filtros, medidores, etc. deben ser adecuados para el servicio de GLP y estarán marcados con la presión máxima de trabajo. En la instalación de las bombas, deberá tenerse en cuenta que la altura neta positiva de aspiración disponible sea mayor que la que requiera.

l) Toda las válvulas, reguladores, medidores y todo otro equipamiento accesorio de los tanques, deberá estar protegido contra daño físico y manipulaciones indebidas.

CAPITULO IV

INSTALACIONES ELECTRICAS

***Artículo 50.-** Las instalaciones eléctricas se harán de acuerdo a la última versión de la Norma NFPA 70. La clasificación de áreas se hará según el API RP-500. (*)*

(*) Artículo modificado por el Artículo 16 del Decreto Supremo N° 036-2003-EM, publicado el 07-11-2003, cuyo texto es el siguiente:

“Artículo 50.- Las instalaciones eléctricas se harán de acuerdo a la última versión de la Norma NFPA 70. La clasificación de áreas se hará según el API RP-500. En el caso de Tanques de Almacenamiento de Gas Natural Licuado, las instalaciones eléctricas deberán ser diseñadas y construidas conforme a lo estipulado en el Capítulo 7.0 del NFPA 59A.”

Artículo 51.- Las instalaciones relativas a electricidad estática y conexiones a tierra cumplirán con la última versión de la Norma NFPA-77.

Artículo 52.- El equipo eléctrico deberá cumplir con el Reglamento y haber sido construido de acuerdo a normas nacionales o extranjeras reconocidas. Los equipos e instalaciones eléctricas deberán ser del tipo a prueba de explosión, en lugares donde se almacenen o manejen líquidos y dentro de aquellas zonas o áreas donde puedan existir vapores inflamables.

Artículo 53.- Se entenderá por instalación eléctrica a prueba de explosión a aquella que cuando existen vapores inflamables dentro y fuera de cualquiera parte de ella, se comporta en forma tal que la inflamación de los vapores interiores o cualquier otra falla del equipo, no provoca la inflamación de los vapores existentes en el exterior. También se entenderá por equipo a prueba de explosión a aquél cuya construcción no permite que entren gases en su interior y que su eventual falla tampoco pueda inflamar los gases combustibles en su exterior.

Artículo 54.- El Reglamento adopta la siguiente clasificación para las áreas Clase I que son aquellas en las cuales, están o pueden estar presentes en el aire, gases o vapores en cantidades suficientes para producir mezclas explosivas. El área Clase I podrá ser.

a) Area Clase I Div. 1 Grupo D, significa un área donde se puede producir cualquiera de las siguientes opciones:

-Existen en forma permanente, periódica o intermitente concentraciones peligrosas de gases o vapores inflamables bajo condiciones normales de operación.

-Existen concentraciones peligrosas de gases o vapores en forma frecuente debido a reparaciones o escapes.

-Fallas o mala operación de equipos o procesos pueden generar concentraciones peligrosas de gases o vapores inflamables y producir simultáneamente fallas de equipos eléctricos.

b) Area Clase I Div. 2 Grupo D, significa un área en donde se puede producir cualesquiera de las siguientes opciones:

-Líquidos o gases inflamables que estando normalmente confinados en recipientes o sistemas cerrados, al ser manipulados, procesados o empleados, pueden escapar accidentalmente por rotura del recipiente o sistema por una operación normal.

-La concentración peligrosa de gases o vapores se puede originar por falla u operación anormal del equipo de ventilación, utilizado para evitar esas concentraciones peligrosas.

-El área adyacente que rodea un área Clase I Div. 1 Grupo D y de la cual pueden ocasionalmente escaparse concentraciones peligrosas de gases o vapores, a menos que se evite esta situación por ventilación de presión positiva desde una zona de aire limpio y se adopten medios efectivos de prevención de falla del equipo de ventilación.

Artículo 55.- El diseño de las instalaciones eléctricas y la selección de los equipos y materiales que se empleen en áreas Clase I Div. 1 y 2, se deberá realizar de acuerdo al NFPA compatibles con la clasificación de área. Los equipos y materiales a prueba de explosión utilizados en este tipo de instalaciones deberán tener inscripciones o certificación que indique la clase, división y grupo correspondiente a la clasificación de área y temperatura de ejecución.

Artículo 56.- En el caso de áreas en las que se almacenen líquidos Clase I, se deberá contemplar las distancias de seguridad mínimas que consideren la temperatura del líquido y del ambiente.

Artículo 57.- Los líquidos Clase I no deben ser manejados, bombeados, llenados o vaciados en envases o estanques desde los cuales los vapores inflamables que se puedan producir, puedan alcanzar una fuente de ignición.

Artículo 58.- Todas las estructuras metálicas, bombas, plataformas, tanques y otros, deberán poseer una correcta puesta a tierra. Las partes con corriente estática deberán tener puestas de tierra independiente de aquellos elementos con corriente dinámica.

Artículo 59.- En zonas con tormentas eléctricas, se preverá que las instalaciones dispongan de adecuados sistemas de protección mediante pararrayos y conexiones a tierra.

CAPITULO V

OPERACIONES

Artículo 60.- Cuando se procede al llenado de los tanques, se debe tomar especiales medidas de precaución para no derramar los líquidos, para ello se seguirá el lineamiento siguiente:

a) Para todo tanque atmosférico que recibe líquidos Clase I, de tuberías o buques cisternas, se debe seguir procedimientos escritos que eliminen la posibilidad de rebose de los tanques que están siendo llenados u otro sistema que pueden ser:

-Continuo control y medición del nivel del tanque, por personal en contacto con el proveedor para que la transferencia de líquido pueda ser suspendida en cualquier momento.

-Control de alto nivel independiente del instrumento de medición, con sistemas de alarmas o con sistema automático de cierre de la válvula de ingreso al tanque.

b) Los procedimientos escritos pueden ser:

-Métodos para verificar el alineamiento de válvulas y tanques en el momento de realizar el llenado.

-Procedimientos para el entrenamiento del personal de operación y el control de su performance.

-Procedimientos de inspección y prueba de los instrumentos de medición de nivel y de los controles y alarmas de alto nivel.

"c) En el caso de Tanques de doble pared para el almacenamiento de líquidos refrigerados o criogénicos se establecerá un adecuado procedimiento de llenado, vaciado y purga a ser utilizado para poner o retirar de servicio el tanque. Este procedimiento será aprobado por OSINERG." (*)

(*) Literal agregado por el Artículo 17 del Decreto Supremo N° 036-2003-EM, publicado el 07-11-2003.

Artículo 61.- Las vías deben permanecer permanentemente libres y no serán utilizadas para estacionamiento de cualquier tipo de vehículo. Las áreas de estacionamiento de vehículos se ubicarán lejos de la zona de operación.

Artículo 62.- No se permitirá el tránsito de vehículos con escape en mal estado y diferentes a los normalmente empleados en la operación. Se deberá instalar una adecuada señalización en las vías.

El ingreso de vehículos o maquinaria motorizada al área estanca, no es permitido, salvo autorización expresa o en situaciones de emergencia.

Artículo 63.- Una adecuada iluminación de las vías es esencial para operación nocturna. Cuando tuberías o cables están instalados a lo largo de las vías, se deberá instalar un sistema de protección.

“Artículo 63A.- Los Tanques de Gas Natural Licuado y sus instalaciones deberán ser operados de conformidad con lo establecido en el Capítulo 11 del NFPA 59A” (*)

(*) Artículo agregado por el Artículo 18 del Decreto Supremo N° 036-2003-EM, publicado el 07-11-2003.

CAPITULO VI

MANTENIMIENTO Y AMPLIACIONES

Artículo 64.- Toda modificación, cambio o ampliación que se efectúe sobre instalaciones existentes que han sido proyectadas y/o construidas con normas anteriores a la fecha de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, deberán cumplir el presente Reglamento.

Artículo 65.- La ejecución de ampliaciones, reparaciones o mantenimiento en Instalaciones para Almacenamiento de Hidrocarburos debe realizarse con cuidado definiendo claramente las responsabilidades.

Las órdenes e instrucciones deben ser simples y claras.

Artículo 66.- Cuando por reparación o modificación se requiere desmontar elementos importantes de una instalación, tales como válvulas, bombas o tuberías. Se deberán dar comunicaciones específicas a todas las personas que operan esa parte de la instalación.

Artículo 67.- Trabajos en caliente u otro trabajo riesgoso no se iniciarán dentro de tanques que hayan contenido líquidos Clase I o II, a menos que hayan sido degasificados y se emita el correspondiente permiso de trabajo.

Cuando trabajos no riesgosos deben ser efectuados en tanques o recipientes que no han sido degasificados, no se permitirá el ingreso de persona alguna que no porte un adecuado equipo de respiración. Además deberá haber otro personal adecuadamente equipado en las entradas de hombre, para efectuar el rescate en caso sea necesario.

Artículo 68.- Cuando se ha producido la rotura de alguna conexión, la línea antes de ser reparada, deberá drenarse y ventearse completamente. Todo derrame deberá ser recolectado y removido del lugar.

Artículo 69.- Las reparaciones o mantenimiento de equipos eléctricos deberán ser efectuados por personas competentes, quienes deben verificar que el equipo esté aislado de los circuitos eléctricos antes de efectuar la reparación, ajustes o pruebas. Carteles de atención deberán ser colgados o fijados a los interruptores principales para prevenir su conexión accidental cuando los trabajos de reparación o mantenimiento se están realizando. Después que las reparaciones se han terminado, una persona competente deberá certificar que el equipo está mecánica y eléctricamente en condiciones de operación.

Artículo 70.- Para ciertos equipos tales como recipientes a presión, equipos eléctricos y otros, se requiere que se mantenga un archivo donde se indiquen todas las reparaciones, inspecciones y pruebas efectuadas a dicho equipo.

Artículo 71.- Reparaciones o modificaciones no serán permitidas cuando la instalación o equipo estén en operación o cuando los tanques están siendo cargados o descargados.

Artículo 72.- El personal supervisor a cargo de las operaciones de mantenimiento deberá tener un cabal conocimiento de las normas de seguridad, debiendo planear y verificar que las actividades en desarrollo cumplan con las normas de seguridad. Cuando las ampliaciones y/o reparaciones son realizadas por contratistas de obras, antes del inicio de los trabajos se deberá comunicar a todo el personal del contratista las normas de seguridad, así como controlar que éstos cumplan dichas normas durante la ejecución de los trabajos.

Artículo 73.- El uso de vehículos o equipos deberá ser controlado en las áreas peligrosas. Las rutas o caminos para vehículos hacia y desde esas zonas deben ser claramente indicados. Cercos temporales, barreras o mallas deberán ser colocados donde sea necesario para prever el acceso no autorizado del personal del contratista de obra a las áreas peligrosas.

Artículo 74.- Ningún trabajo de reparación o construcción será realizado dentro de una área peligrosa sin el correspondiente permiso escrito de la persona competente.

a) Algunos trabajos que deben realizarse con permiso se indican a continuación:

- Trabajos en caliente
- Trabajos en recipientes cerrados o drenajes
- Uso de luces
- Excavaciones
- Trabajos en equipos eléctricos
- Trabajo en líneas.

b) Antes de entregar el permiso, el personal competente deberá verificar en sitio que la condición del tanque, recipiente o equipo es totalmente segura para el trabajo.

Artículo 75.- Los permisos indicarán claramente el trabajo a realizar así como el período por el que es válido. El permiso puede ser por un período limitado de tiempo cuando se deban efectuar frecuentes verificaciones de la concentración de gases o en el uso de equipos mecánicos. Los permisos también podrán ser por la "duración del trabajo" si su naturaleza no constituye un riesgo. La persona que otorgue un permiso podrá especificar las precauciones especiales que deben tomarse durante el trabajo como: Verificaciones de concentración de gases, la puesta a tierra de equipos eléctricos, entre otros.

Artículo 76.- No se efectuarán "trabajos en caliente" de soldadura o equivalente en áreas cercanas en 15 metros a tanques conteniendo líquidos Clase I ó 6 metros a tanques con líquidos Clase II y III. En áreas peligrosas, especiales precauciones se deben tomar, como la instalación de equipo de contraincendio adicional, personal de inspección para detectar algún fuego incipiente y para operar inmediatamente los equipos de contraincendio.

Artículo 77.- Todo tanque que deba ser reparado debe ser degasificado a fin de proteger al personal que ingrese a él de los efectos tóxicos de los vapores y para que la operación sea segura al peligro de un incendio. Los vapores de líquidos son más pesados que el aire y aunque ellos pueden dispersarse con un ligero viento, una concentración inflamable puede desplazarse considerables distancias cuando no hay mucho viento. Luego, bajo estas condiciones deberá preverse que no existan fuentes de ignición en el área cuando se realiza trabajos de degasificado.

Artículo 78.- La concentración de gases y/o vapores combustibles o explosivos en el aire se mide con explosímetros. Ningún trabajo en caliente deberá realizarse si no se comprueba la condición 0% (cero por ciento) gases y/o vapores combustibles o explosivos.

En caso de lectura positiva en el exposímetro, no se efectuará ningún trabajo antes de averiguar el origen de los gases y que sean tomadas las medidas correctivas, para que se puedan otorgar los permisos de trabajo.

Artículo 79.- La operación de degasificado deberá ser supervisada directamente por una persona competente.

Artículo 80.- Todo recipiente a presión que almacena GLP deberá ser inspeccionado periódicamente para detectar corrosión externa o interna, o cualquier otra anomalía que pueda incrementar el riesgo de fugas o falla del equipo. Deberá preverse un fácil acceso en todo el exterior para la inspección aunque esté en operación. Si el recipiente está cubierto con un revestimiento aislante, deberá dejarse el suficiente número de puntos de inspección para determinar su condición.

Artículo 81.- La instrumentación que controla y mide el nivel del líquido deberá ser periódicamente mantenida y probada a fin de evitar su mal funcionamiento, que podrá ocasionar pérdidas por sobrellenado. Las válvulas de alivio, las válvulas de emergencia y otros equipos destinados a prevenir y controlar las pérdidas accidentales de GLP también deberán periódicamente ser mantenidos y probados.

Artículo 82.- Antes de entrar o efectuar soldaduras o hacer cualquier trabajo que introduzca fuentes de ignición al interior de los tanques o equipos, los equipos y tanques con servicio de GLP deberán ser aislados del sistema de tuberías u otras fuentes de vapores y líquidos y deben ser degasificados.

Artículo 83.- Los equipos que deben ser reparados serán retirados del tanque de GLP a un área adyacente antes de hacer cualquier "trabajo en caliente". Cuando el desmontaje de ese equipo no sea práctico, otras precauciones se deben tomar para detectar inesperadas fugas de GLP, las que pueden ser la instalación de detectores y alarmas entre el área de trabajo y las potenciales fuentes de vapor.

“Artículo 83A.- El mantenimiento de los Tanques de Almacenamiento de Gas Natural Licuado y sus instalaciones debe realizarse de acuerdo a lo establecido en el Capítulo 11 del NFPA 59A.” (*)

(*) Artículo agregado por el Artículo 19 del Decreto Supremo N° 036-2003-EM, publicado el 07-11-2003.

CAPITULO VII

PROTECCION CONTRA INCENDIO

Artículo 84.- En la extinción de incendios en instalaciones para almacenamiento de hidrocarburos, deben ser considerados además del agua de extinción y enfriamiento, los agentes extintores como espumas mecánicas y polvos químicos secos y otros como dióxido de carbono y líquidos vaporizantes que no afecten al ozono, siempre y cuando se encuentren normados de acuerdo al NFPA y sean necesariamente listados y aprobados en su eficiencia y calidad por la UL, FM o USCG y/o específicamente requeridos en el Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos.

El uso de vapor de agua como agente de prevención y control de incendio, debe ser previsto en todas las instalaciones que dispongan de este servicio.

La disponibilidad de arena, igualmente debe ser considerada para el control y contención de derrames de hidrocarburos líquidos.

Artículo 85.- Todos los tanques, de almacenamiento deben indicar claramente el líquido que contienen, ya sea literalmente o por medio de códigos. La identificación se pintará directamente sobre el tanque en un lugar que sea fácilmente visible desde el nivel del suelo, de acuerdo a las normas NFPA 49 y la numeración UN.

Artículo 86.- Toda instalación para almacenamiento de hidrocarburos debe tener un sistema de agua para enfriamiento. La capacidad de agua contraincendio de una instalación se basa en lo mínimo requerido para aplicar espuma y extinguir un incendio en el mayor tanque más la cantidad de agua necesaria para enfriar los tanques adyacentes que se encuentran en el cuadrante expuesto al lado de sotavento de dicho tanque de acuerdo a las normas NFPA aplicables.

Artículo 87.- Cuando el suministro de agua de la red pública no es suficiente, en cantidad de agua y en presión se preverá almacenamiento de agua con sus bombas contraincendio. Se deberá asegurar un abastecimiento de por lo menos cuatro horas de agua al régimen de diseño al mayor riesgo.

Artículo 88.- En los servicios de distribución del agua para protección de las Instalaciones para Almacenamiento de Hidrocarburos, se observarán las siguientes disposiciones:

a) La red de distribución de agua contraincendio deberá ser independiente de la red de distribución de agua para otros servicios y en general será abastecida de dos fuentes distintas.

b) En la red de distribución de agua contraincendio será montado el número de válvulas e hidrantes, de acuerdo a la norma NFPA, para protección de todas las edificaciones, tanques e instalaciones particularmente afectos a incendios. Los hidrantes permitirán indistintamente el montaje directo de boquillas o generadores de espuma portátiles. Las roscas de los equipos obedecerán a lo indicado en la reglamentación nacional (D.S. 42F).

c) En el techo de los tanques de líquidos Clase I y II con más de 1,000 metros cúbicos de capacidad, deberá existir un dispositivo rociador para su enfriamiento, cuando por cualquier motivo la temperatura se eleve de una forma anormal (en virtud de un incendio cercano, por ejemplo).

Artículo 89.- Los sistemas generales de prevención y extinción de incendios en las Instalaciones para Almacenamiento de Hidrocarburos, podrán ser fijos, móviles, portátiles, o en combinación, en calidad y cantidad que obedezcan el mayor riesgo individual posible, de acuerdo con las normas NFPA 10, 11, 11c, 16 y a lo que el Estudio de Riesgos indique en cada caso.

Artículo 90.- a) Los sistemas de aplicación de espumas con monitores y mangueras serán capaces de suministrar la solución (agua más el porcentaje de espuma recomendado para cada producto, sean hidrocarburos o solventes polares) a regímenes no menores de 6.5 lpm/m² (0.16 gpm/p²) en el caso de hidrocarburos y de 9.8 lpm/m² (0.24 gpm/p²) para alcoholes o solventes polares.

Los tiempos de aplicación no serán menores a 50 minutos en los casos de líquidos con punto de inflamación entre 37.8 °C y 93.3 °C (100 °F y 200 °F), o de 65 minutos en caso de petróleo crudo, líquidos con punto de inflamación menor a 37.8 °C (100 °F) o solventes polares, de acuerdo con lo que estipula la norma NFPA 11.

b) Monitores y líneas manuales de espuma, no deben ser considerados como medios primarios o principales de extinción en tanques de techo fijo mayores de 18.0 metros y 9.0 metros respectivamente.

Artículo 91.- Los sistemas de aplicación fijos, salvo las excepciones que indica la norma NFPA 11 (3.2.5.1) serán capaces de suministrar una solución de espuma no menor a 4.1 lpm/m² (0.10 gpm/p²) para el caso de hidrocarburos y de 6.5 lpm/m² (0.15 gpm/p²) para solventes polares, por espacio de tiempo no menor a 30 minutos para líquidos con puntos de inflamación entre 37.8 °C y 93.3 °C (100 °F y 200 °F) o de 55 minutos en los casos de petróleo crudo o líquidos con punto de inflamación menores a 37.8 °C (100 °F).

Artículo 92.- El número de descargas para la aplicación de espuma contraincendio, será tal, que no se exceda la velocidad de inyección indicada en la norma NFPA 11 (3.2.6.3.):

Diámetro del tanque	Punto de Inflamación	
	Menor a 37.8 °C	mayor a 37.8 °C
Hasta 24 metros	1	1
De 24 a 36 metros	2	1

De 36 a 42 metros	3	2
De 42 a 48 metros	4	2
De 48 a 54 metros	5	2
De 54 a 60 metros	6	3
Sobre los 60 metros	1 por cada 465m ²	1 por cada 697m ²
	adicionales	adicionales

Las cantidades de extracto de agentes espumógenos que deben mantenerse en almacén, deben ser iguales a, por lo menos, dos veces la capacidad instalada o necesaria para combatir el mayor riesgo individual posible.

Tanto los extractos como los sistemas fijos y portátiles para generación de espuma, deberán ser comprobados sobre bases anuales, incluyendo los análisis de laboratorio para asegurar la calidad de los extractos, espumas producidas y soluciones premezcladas, si fuera el caso.

Artículo 93.- En todas las áreas peligrosas de la instalación, en adición a la reserva para mantenimiento, recarga y apoyo, que necesariamente deberá existir en la Estación Contraincendio, deberán ubicarse el número de extintores, de calidad necesariamente aprobada (para el equipo y el agente extintor) por la UL y/o FM y/o Norma Nacional equivalente, que indique el Estudio de Riesgo Individual de cada área o lo que indique la Norma NFPA-10 (lo que sea más exigente).

Artículo 94.- Deberá existir una organización contraincendio que indique funciones y responsabilidades del personal propio y de apoyo con que se pueda contar, bajo la supervisión de un Profesional especializado y calificado en Prevención y Lucha Contraincendio.

Artículo 95.- En las instalaciones para Almacenamiento de Hidrocarburos, se observarán obligatoriamente las siguientes disposiciones:

a) Deberán ser fijados en lugares bien visibles, reglamentos especiales para cada instalación, que contendrán instrucciones detalladas sobre el rol a desempeñar por cada operario o empleado en caso de incendio o explosión. Se indicará con todo detalle las maniobras que cada uno tendrá que efectuar con los equipos.

b) Todo el material destinado a la lucha contraincendio deberá estar siempre en buen estado de funcionamiento y será inspeccionado frecuentemente. Todos los aparatos extintores, monitores, hidrantes, mangueras, etc., deberán estar señalados e identificados de manera bien visible, mediante pintura de color rojo, carteles, etc., debiendo estar siempre libre el acceso a todos los aparatos y material antes referido.

c) Será montado un sistema de alarma y sistema telefónico que permita comunicar al servicio de incendios de la localidad más próxima cualquier comienzo de incendio u otro siniestro que se haya verificado. Ese servicio funcionará en todas las instalaciones.

d) Serán montados dispositivos de alarma que permitan distinguir cada una de las zonas de cada instalación. En las pequeñas instalaciones estas alarmas podrán ser sustituidas por toques de sirena.

e) Además de los dispositivos mencionados en el primer artículo del presente capítulo, cada instalación deberá tener el material y las herramientas, certificadas por UL, FM, NFPA u otra norma aplicable, destinados a la lucha contra incendios que le hayan sido aprobados por el Organismo Competente.

f) Se organizarán una o más brigadas destinadas a la lucha contra incendios, constituidas por el personal que trabaja normalmente en las instalaciones, seleccionando de éstos los individuos más aptos, que serán adecuadamente adiestrados a operar los diferentes equipos y otro material contra incendio.

g) Todo el personal que trabaja normalmente en las instalaciones para Almacenamiento de Hidrocarburos deberá, desde su admisión, ser adiestrado a operar los extintores portátiles, de forma que cualquier operario o empleado, sepa apagar un pequeño incendio rápidamente.

h) Se realizará, mensualmente, un ejercicio de alarma de incendio, en el que tomará parte todo el personal de la instalación, siguiendo los procedimientos y maniobras que se indican en el primer acápite de este artículo.

Artículo 96.- Respecto a los tanques de GLP, cuando su ubicación, el espaciamiento de los equipos o una limitación en la protección contra incendio, incremente el riesgo potencial de daño sobre las propiedades adyacentes, un Estudio de Riesgo de las instalaciones deberá ser realizado. El análisis deberá considerar los posibles escenarios de accidentes que puedan ocurrir como fuga de vapores de GLP, fuego, etc.

Artículo 97.- Las Instalaciones para Almacenamiento de GLP deberán contar con un sistema de agua para enfriamiento, de acuerdo con el Estudio de Riesgo de cada instalación y en estricto cumplimiento a la norma NFPA-13, 15 y otras aplicables. Sistemas de extinción con base de espumas no serán utilizados.

Artículo 98.- La capacidad del sistema de agua contra incendio para tanques de GLP, será igual a la cantidad de agua necesaria para enfriar el tanque afectado, más la cantidad necesaria para enfriar los tanques adyacentes, más otros tres chorros de agua de enfriamiento de 950 lpm (250 gpm) cada uno, que se aplican directamente sobre la zona donde se produce el escape del gas y la llama.

Artículo 99.- El sistema de contra incendio para tanques de GLP, se proyectará para suministrar agua dentro de los 60 segundos de su activación. Los regímenes de diseño deberán mantenerse por lo menos durante 4 horas.

Artículo 100.- La aplicación de agua de enfriamiento a los tanques de GLP con capacidad de agua de 2.0 m³ ó más, deberá contar con un sistema fijo de enfriamiento a un régimen no menor a 10.2 lpm/m² (0.25 gpm/p²) conectado a la línea de agua contra incendio de la instalación, la misma que deberá asegurar alimentación a presiones no mayores de 12.304 Kg/cm² (175 psig) por un mínimo de 4 horas, considerando un régimen adicional de agua no menor de 2,850 lpm (750 gpm) para utilización de monitores y mangueras portátiles de chorro-niebla para nebulización y enfriamiento complementario.

Artículo 101.- Los regímenes de aplicación del agua de enfriamiento a los tanques de GLP, varían según el método de aplicación pero en ningún caso serán menores a 10.2 lpm/m² (0.25 gpm/p²). Aplicaciones de hasta 20.4 lpm/m² (0.50 gpm/p²) deben ser considerados para compensar las pérdidas por viento y ocasionales obturaciones de las boquillas o rociadores.

Artículo 102.- Cuando el suministro o reserva de agua sea marginal o requiera ser aumentado, se debe prever un número suficiente de conexiones hembras, con válvulas de bloqueo y retención (rosca NST - D.S. 42F), para inyección de agua al sistema por unidades del Cuerpo General de Bomberos Voluntarios del Perú.

Artículo 103.- Un aislamiento térmico podrá utilizarse para reducir el calor que incide sobre el tanque protegido. Los soportes estructurales de los tanques de GLP deberán tener una protección ignífuga diseñada para mantener su integridad aunque esté expuesto por 1 1/2 hora al fuego directo.

Artículo 104.- Los artículos precedentes de protección contra incendio para tanques de GLP, también de aplicación a los tanques refrigerados.

“Artículo 104A.- El mantenimiento y operación de los sistemas contra incendio de los Tanques de Almacenamiento de Gas Natural Licuado debe realizarse de conformidad con lo indicado en el Capítulo 9 y 11 del NFPA 59A.” (*)

(*) Artículo agregado por el Artículo 20 del Decreto Supremo N° 036-2003-EM, publicado el 07-11-2003.

CAPITULO VIII

OTRAS MEDIDAS DE SEGURIDAD

Artículo 105.- Está expresamente prohibido en todos los locales comprendidos dentro de las áreas peligrosas, fumar o cualquier forma de hacer fuego o utilizar cualquier llama. Los portadores de cerillas, mecheros y armas de fuego cargadas deberán obligatoriamente entregar esos artículos a la entrada de las mencionadas instalaciones, al personal que haya sido designado para ese servicio, el cual solamente los devolverá a su salida. La utilización de calzado con puntas o clavos de acero queda igualmente prohibida dentro de las áreas peligrosas.

Artículo 106.- En las instalaciones que comprende el Reglamento, será obligatoria la fijación de carteles bien visibles, donde se informe y se dé instrucciones sobre requerimientos de seguridad y sistemas de emergencia. Entre otras cosas se informará sobre:

- Identificación de áreas donde esté prohibido fumar.
- Ubicación de válvulas e interruptores para aislamiento de zonas.
- Ubicación de válvulas de activación del sistema contra incendio.
- Números telefónicos para notificación de emergencias.

- Zonas de acceso restringido a personal y vehículos.
- Restricción al "trabajo en caliente".

Los carteles contendrán, siempre que sea posible figuras adecuadas y expresivas, que muestren los peligros resultantes de la no observancia de aquellas disposiciones. El cumplimiento de estas disposiciones será objeto de una fiscalización muy rigurosa y constante. Toda y cualquier persona, sin excepción alguna, podrá ser revisada por el personal de los servicios encargados de la respectiva fiscalización.

Artículo 107.- Será obligatoriamente fijado en lugares bien visibles de todas las instalaciones, uno o más ejemplares del reglamento interno, mencionando todas las medidas de seguridad a adoptar en el recinto de la instalación; este reglamento deberá ser fijado a la entrada de la instalación y en los locales más frecuentados por el personal (cantina, comedor, vestidores, etc.). Todo el personal nuevo, al ser admitido, deberá ser puesto al corriente de ese reglamento, no pudiendo en ningún caso alegar ignorancia de sus disposiciones.

Artículo 108.- En todos los recintos de las instalaciones abarcadas por el Reglamento, deberá existir la más escrupulosa limpieza, las yerbas serán completamente eliminadas dentro de las zonas muy peligrosas; todos los residuos inflamables (papeles, madera, aserrín, sacos viejos, etc.) deberán ser destruidos o guardados lo más lejos posible de las áreas peligrosas; todos los desperdicios y trapos sucios de aceite o de combustibles deberán ser guardados en cajas metálicas cerradas y destruidos diariamente en hornos o en lugares bastante alejados y adecuados a tal finalidad. Los residuos inutilizables de productos inflamables o combustibles deberán igualmente ser guardados en recipientes especiales y destruidos por proceso semejante. Además de eso los trabajadores se deberán sacar la ropa sucia de aceites o combustibles inmediatamente después de la finalización de su trabajo, debiendo la ropa ser guardada en armarios que estén siempre cerrados, y que deberán ser metálicos cuando estén instalados en las áreas peligrosas.

Artículo 109.- Como precaución a la generación de cargas estáticas, todas las tuberías, tanques y aparatos diversos deberán estar conectados a tierra de una forma eficaz; los vagones-cisterna y camiones-cisterna deberán igualmente ser conectados a tierra antes de proceder a la carga o descarga de líquidos Clase I o II.

Artículo 110.- En las reparaciones a efectuar dentro de las áreas peligrosas se observarán las siguientes normas:

a) Todos los equipos o tanques que hayan contenido vapores que puedan formar mezclas explosivas o inflamables serán obligatoriamente degasificados mediante un proceso eficaz, antes de efectuar la entrada del personal para su inspección o reparación. Este personal deberá ser siempre vigilado desde el exterior, con la finalidad de ser auxiliado en caso de siniestro. La autorización para la entrada en esos equipos o tanques será dada por escrito por el responsable de la instalación.

b) Será prohibida, en servicio normal la utilización de herramientas o aparatos que puedan producir chispas o llamas dentro de las áreas peligrosas. Cuando la utilización de tales herramientas o equipos sea absolutamente necesaria, se deberá proceder a la completa renovación de la atmósfera del local hasta que no se verifique ningún vestigio de vapores peligrosos. La orden o

autorización para utilizar tales herramientas o equipos deberá ser dada por escrito por el jefe de la instalación.

c) Como medida de precaución a la generación de cargas estáticas, está prohibida la introducción de agua o cualquier líquido en los tanques cuando no sea hecha por las válvulas del fondo o por un tubo metálico que baje hasta el fondo.

Artículo 111.- A menos que el sistema sea a prueba de fallas en caso de incendio, todo otro sistema eléctrico de control o instrumento, particularmente el cableado usado en activar equipos necesarios en una emergencia, deberá ser protegido de daños por fuego. La protección del cableado será mediante el uso de una ruta selectiva, por enterramiento, por protección ígnea o una combinación de ellas.

Artículo 112.- Una adecuada iluminación será suministrada en toda las áreas durante la operación normal. Asimismo la instalación deberá tener suficiente iluminación para una segura operación en caso de emergencia.

Artículo 113.- Toda Instalación para Almacenamiento de Hidrocarburos deberá tener un cerco perimétrico y por lo menos dos medios de evacuación, los que deben de estar ubicados de tal manera que una emergencia no impida la evacuación de alguna parte de la instalación.

CAPITULO IX

CONTROL AMBIENTAL

Artículo 114.- Las situaciones de control ambiental no contempladas en este Reglamento, se regirán por lo dispuesto en el artículo 87, de la Ley Orgánica de Hidrocarburos N° 26221 y su Reglamento correspondiente.

Artículo 115.- Las Instalaciones para Almacenamiento de Hidrocarburos, deberán cumplir con las reglamentaciones de control ambiental emitidas por el Organismo Competente del Ministerio de Energía y Minas.

Artículo 116.- Las Instalaciones para Almacenamiento de Hidrocarburos con terminales marítimos deberán contar con sistemas de recepción y tratamiento de agua de lastre de conformidad con lo estipulado con el convenio MARPOL 73/78.

Artículo 117.- Las Instalaciones deberán contar con sistemas de tratamiento que garanticen la calidad límite de sus efluentes. Entre los sistemas a utilizar y dependiendo de las características del efluente, está el tratamiento primario mediante separación por gravedad, tanques de asentamiento. El tratamiento intermedio con sistemas de aire o gas disuelto, filtros coalescedores. Por último con tratamiento avanzado mediante tratamiento biológico, absorción, etc.

CAPITULO X

TERMINACION DE LA ACTIVIDAD

Artículo 118.- El retiro total de servicio de una instalación comprende todas las actividades para cerrar dicha instalación, trasladar todos los equipos y estructuras, corregir cualquier condición adversa ambiental e implementar el reacondicionamiento que fuera necesario para volver el sitio a su estado natural o dejarlo en condiciones apropiadas para un nuevo uso de la tierra. El retiro de servicio y reacondicionamiento deben adaptarse a las condiciones específicas de cada sitio.

Artículo 119.- Los requisitos mínimos requeridos para el retiro de servicio de instalaciones de almacenamiento en los lugares de producción, o en las estaciones de bombeo o en las plantas de ventas o en las refinerías, son los siguientes:

- a) Desarrollo de un plan de retiro.
- b) Trasladar o proteger todas las estructuras sobre y bajo tierra.
- c) Trasladar o aislar seguramente o tratar los materiales contaminados.
- d) Controlar el acceso a las estructuras remanentes para asegurar su aislamiento de los seres humanos y animales.
- e) Limpieza del lugar a un nivel que proporcionará protección ambiental a largo plazo y que será seguro para el uso futuro al que se ha destinado.

Artículo 120.- En los siguientes incisos se dan consideraciones sobre diversas instalaciones:

a) Las tuberías y líneas de flujo aéreas deben ser inspeccionadas para identificar pérdidas existentes o pasadas. Se debe prestar especial atención a los empalmes y las válvulas. Si se identifica contaminación, ésta debe ser tratada durante el retiro de servicio.

Las tuberías y líneas de flujo subterráneas deben ser sacadas si es posible durante el retiro de servicio. Cuando son removidas dichas líneas deben ser drenadas y purgadas. Si se encuentra contaminación de suelos y/o de aguas subterráneas, ésta se deberá tratar como parte del retiro de servicio.

Si no se sacan las tuberías, éstas deben ser drenadas y purgadas. Se deben sellar los extremos apropiadamente. El derecho de vía debe ser inspeccionado cuidadosamente para encontrar pérdidas. Se debe registrar la existencia de las líneas en la documentación del sitio de manera que si se encuentran pérdidas, se puedan tratar. Si se descubre una pérdida durante la evaluación, se debe excavar la línea y determinar la extensión de la contaminación que será rectificadas.

b) Los tanques sobre superficie, abandonados, deberán ser drenados, purgados y degasificados. Los residuos líquidos serán recolectados y enviados a instalaciones para su reprocesamiento o tratamiento (ver normas API 2015, API 2015A, API 2015B), o dispuestos de una manera compatible con el ambiente. La contaminación de la instalación deberá ser rectificadas según procedimientos.

c) Los tanques sobre superficie, abandonados, podrán ser reutilizados para el almacenamiento de líquidos inflamables o combustibles, si es que cumplen con este Reglamento y si son aprobadas por el Organismo Competente.

d) Los tanques enterrados podrán ser abandonados utilizándose adecuados procedimientos que den seguridad a la operación como: Retirar de los líquidos del tanque y sus líneas, desconectar las tuberías y relleno del tanque con un material sólido inerte.

-En caso de que se retire de la instalación el tanque enterrado, deberá ser degasificado antes de ser transportado.

-Los tanques enterrados podrán ser reutilizados si cumplen con este Reglamento y si son aprobados por el Organismo Competente.

e) La zona de tanques de almacenamiento será inspeccionada para detectar pérdidas o derrames, particularmente cerca de las conexiones y válvulas. Cuando se retire el tanque, el relleno bajo el mismo deberá ser inspeccionado.

f) Al retirarse de servicio instalaciones de almacenamiento, se producen grandes volúmenes de agua contaminada con líquidos, los que deberán ser tratadas para separar los hidrocarburos y filtrar los sedimentos antes de eliminar las aguas con mínimos contenidos de contaminantes.

Artículo 121.- La última etapa de la terminación de la actividad consistirá en el reacondicionamiento, que consiste en devolver la superficie de la tierra a su condición natural original o a su uso deseado y aprobado. El trabajo incluye aspectos de relleno, reconstrucción y devolución del contorno natural, reemplazo del suelo, rectificación de la calidad del suelo y protección contra la erosión. Las condiciones locales, topográficas y climáticas serán tomadas en cuenta en la metodología y tipo de reacondicionamiento.

CAPITULO XI

DIRECCION TECNICA DE LAS INSTALACIONES

Artículo 122.- Toda construcción, ampliación y/o modificación de Instalaciones de Almacenamiento de Hidrocarburos tendrá obligatoriamente un ingeniero responsable, quien estará a cargo de la dirección técnica con asistencia efectiva y permanente en la obra.

a) En las instalaciones que tienen una capacidad total inferior a 3,000 metros cúbicos (referida a líquidos Clase I), el ingeniero responsable podrá delegar la dirección técnica en el lugar de la instalación durante las horas normales de trabajo de la misma, a un Técnico en Ingeniería con los conocimientos técnicos necesarios. La delegación deberá siempre ser hecha por escrito.

b) En las instalaciones que tienen una Capacidad Total, superior a 3,000 metros cúbicos (referida a líquidos Clase I), o en aquellas de menor Capacidad Total, pero con facilidades de carga o despacho de importancia, peligro o toxicidad, la dirección técnica de asistencia efectiva y permanente en el lugar de la instalación, durante las horas normales de trabajo de la misma, será de competencia de un ingeniero que podrá ser el propio ingeniero responsable u otro ingeniero en quien se delegue esa función. La delegación deberá siempre ser hecha por escrito.

c) El ingeniero responsable emitirá una declaración en términos legales, en la que asume toda la responsabilidad civil y penal de la obra respectiva comprometiéndose a desempeñar su función de un modo eficiente y permanente y a cumplir las leyes y reglamentos aplicables.

d) La terminación de la responsabilidad civil y penal del ingeniero responsable será efectiva desde la fecha de presentación de un requerimiento suyo para ese efecto, o en caso de fallecimiento, en el que la Empresa Almacenadora emitirá un nuevo término de responsabilidad, bajo pena de suspensión de labores de la misma.

Artículo 123.- Las instalaciones destinadas exclusivamente al almacenamiento de productos y que tengan una Capacidad Total, inferior a los 50 metros cúbicos, referido a líquidos Clase I, no están incluidos en las disposiciones del artículo antecedente.

TITULO QUINTO

OTRAS OBLIGACIONES Y RESPONSABILIDADES

Artículo 124.- Las Empresas Almacenadoras deberán mantener vigente una póliza de seguro de responsabilidad civil extracontractual, que cubra los daños a terceros en sus bienes y personas por dicho almacenamiento, expedida por una compañía de seguros establecida legalmente en el país y de acuerdo con los reglamentos y normas vigentes, sin perjuicio de otras pólizas que tenga el propietario.

Artículo 125.- Los montos mínimos en dichos seguros de responsabilidad civil, expresados en Unidad Impositiva Tributaria (UIT) vigente a la fecha de tomar o renovar la póliza, serán para instalaciones de almacenamiento de hidrocarburos ubicadas en áreas rurales, un valor equivalente a dos mil (2,000) UIT y de cinco mil (5,000) UIT para las instalaciones ubicadas en áreas urbanas o suburbanas.

Artículo 126.- El transporte de combustibles por ductos, de las refinerías a plantas de venta, o de plantas de venta a puestos de venta de combustibles, que son los Servicios Privados de Abastecimientos de Combustibles (Ej. grandes yacimientos mineros, fábricas de cemento, oleoductos, etc.), u otras modalidades afines que pudieran presentarse, se regirán por lo dispuesto en el Artículo 72 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos N° 26221 y su Reglamento.

Artículo 127.- La refinación y procesamiento de hidrocarburos en refinerías de petróleo, plantas de procesamiento de gas natural y otras instalaciones similares, se regirán por lo dispuesto en el Artículo 74, de la Ley Orgánica de Hidrocarburos N° 26221 y su Reglamento.

Artículo 128.- El transporte, distribución y comercialización de los derivados de hidrocarburos se regirán por lo dispuesto en el Artículo 76 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos N° 26221 y su Reglamento.

TITULO SEXTO

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Artículo 129.- Desde la promulgación del Reglamento, la construcción de nuevas instalaciones para almacenamiento de hidrocarburos, o la ampliación de instalaciones existentes, deberá obedecer los ordenamientos aquí contenidos.

Artículo 130.- En lo que se refiere a instalaciones que están ya en operación o en proceso de construcción, es propósito de este Reglamento, que esas instalaciones sean corregidas de forma que satisfagan los ordenamientos más importantes aquí contenidos, sobre todo en lo que se refiere a los criterios de seguridad y protección ambiental.

Artículo 131.- Conforme al espíritu de los artículos anteriores, todas las Instalaciones para Almacenamiento de Hidrocarburos, serán objeto de una auditoría técnica completa, a realizar por la DGH o su representante. La auditoría se realizará en un plazo de 6 meses a partir de la publicación del Reglamento.

a) La auditoría podrá ser realizada por la DGH a través de Empresas de Auditoría e Inspectoría, de conformidad con el Decreto Ley N° 25763 y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 012-93-EM.

b) Lo precitado en este artículo no será de aplicación a las Instalaciones para Almacenamiento de Hidrocarburos con menos de 1,500 metros cúbicos de Capacidad Total referido a líquidos Clase I.

Las Plantas de Venta o Distribución con menos de 1,500 metros cúbicos de Capacidad Total referido a líquido Clase I, satisfacerán los requisitos del Reglamento de Comercialización de Hidrocarburos.

Artículo 132.- En el reporte de la auditoría técnica que se realice a Instalaciones para Almacenamiento de Hidrocarburos existentes, se deben mencionar y detallar las excepciones al Reglamento que se encuentren. La auditoría técnica indicará el plazo que se otorgará a la Empresa Almacenadora para la corrección o reparación de la excepción. El plazo deberá tomar en cuenta la gravedad de las posibles situaciones de riesgo que podría ocasionar la excepción encontrada. No deberán ser considerados plazos superiores a los 360 días.

Artículo 133.- Tras haber terminado el plazo concedido para la corrección o reparación de la excepción al Reglamento, la Empresa Almacenadora deberá solicitar una nueva auditoría para verificar la corrección o reparación. El incumplimiento de lo preceptuado en este artículo, y de acuerdo con la gravedad de la situación, originará sanciones a la Empresa Almacenadora, las que podrán ir hasta el cierre temporal o definitivo de la instalación.

TITULO SETIMO

NORMAS COMPLEMENTARIAS

Artículo 134.- Las normas que se indican a continuación son de aplicación en el planeamiento, proyecto, construcción, mantenimiento y operación de Instalaciones de Almacenamiento de Hidrocarburos.

a) Aspectos generales

- "Chemical Plant and Petroleum Refinery Piping" ASME/ANSI B31.3
- "Fire Prevention Code" NFPA-1.
- "Standard for Low Expansion Foams and Combined Agent Systems" NFPA-11.
- "Standard for Medium-and High-Expansion Foam Systems" NFPA-11A.
- "Water Tanks for Private Fire Protection" NFPA-22.
- "Standard for the Installation of Private Fire Service Mains and their Appurtenance" NFPA-24.
- "Flammable and Combustible Liquids Code", National Fire Protection Association NFPA-30.
- "National Electric Code" NFPA-70.
- "Lighting Protection Code" NFPA-78.
- "Standard on Basic Classification of Flammable and Combustible Liquids" NFPA-301.
- "Standard for the Storage of Flammable and Combustible Liquids on Farms and Isolated Construction Projects" NFPA-395.
- "Recommended Practice for Classification at Locations for Electrical Installations at Petroleum facilities" API RP-500.
- "Cathodic Protection of Aboveground Petroleum Storage Tanks" API RP-651.
- "Cathodic Protection of Underground Petroleum Storage Tanks and Piping Systems" API RP-1632.
- "Inspection for Fire Protection" API 2004.
- "Cleaning Petroleum Storage Tanks" API 2015.
- "Guidelines for Application of Water Spray Systems for Fire Protection in the Petroleum Industry" API 2030.

b) Tanques Atmosféricos

- "Specification for Bolted Tanks for Storage Production Liquids" API Spec 12B.
- "Specification for Field Welded Tanks for Storage of Production Liquids" API Spec. 12D.
- "Specification for Shop Welded Tanks for Storage Production Liquids" API 12F.
- "Welded Steel Tanks for Oil Storage" API Std 650.

- "Venting Atmospheric and Low Pressure Storage Tanks" API Std. 2000.
- "Evaporation Loss from Fixed-Roof Tanks" API Bull 2518.
- "Standard for Steel Aboveground Tanks for Flammable and Combustible Liquids" UL 142.

c) Tanques a presión y tanques refrigerados

- "Design and Construction of Large Welded, Low-Pressure Storage Tanks" API Std. 620.
- "Design and Construction of Liquefied Petroleum Gas (LPG) Installations" API Std 2510.
- "Fire Protection Consideration for LPG Storage Facilities". API Publication 2510A.
- "ASME Boiler and Pressure Vessel, Section VIII, Div 1, Unfired pressure Vessels".
- "Standard for the Storage and Handling of Liquefied Petroleum Gases" NFPA-58.
- "Standard for the Production, Storage and Handling of Liquefied Natural Gases (LNG)" NFPA 59A.

d) Tanques enterrados

- "Installation of Underground Petroleum Storage Systems" API RP-1615.
- "Standard for Steel Underground Tanks for Flammable and Combustible Liquids" UL 58.
- "Standard for Glass-Fiber Reinforced Plastic Underground Storage Tanks for Petroleum Products" UL 1316.
- "Standard Specification for Glass-Fiber Reinforced Polyester Underground Petroleum Storage Tanks" ASTM D-4021.

Artículo 135.- En caso de diferencias entre el Reglamento y la última versión de las normas precedentes, prevalecerá la pauta que dé mayor seguridad a la instalación.

ANEXOS

ANEXO I

DEFINICIONES TECNICO OPERATIVAS

A. Para los fines del Reglamento se consideran las definiciones siguientes:

- a) Almacenamiento a presión (Pressure storage)

Un recipiente de almacenamiento, cuya presión de diseño es mayor que la presión atmosférica. No se incluye a los Tanques de almacenamiento de baja presión.

b) Almacenamiento de alto punto de inflamación (High flash stocks).

Son los líquidos almacenados, cuyo punto de inflamación es mayor a 54.4° C (130° F). No incluyéndose a aquellos que son almacenados a temperaturas superiores o dentro de los 8.3° C (15° F) de su punto de inflamación.

c) Almacenamiento de bajo punto de Inflamación (Low flash stock).

Son los volúmenes almacenados de líquidos cuyo punto de inflamación es menor de 54.4 ° C (130 ° F), así como cualquier otro líquido almacenado a temperatura mayores o dentro de los 8.3 ° C (15 ° F) de su punto de inflamación.

d) Almacenamiento no-convencional.

Facilidades de almacenamiento (en el subsuelo) que no son estándares o convencionales (pozas, cavernas, etc.).

e) Area estanca (Impounding Area, Bounded Enclosure).

Area alrededor o cercana a un tanque o grupo de tanques, con la capacidad de recibir los derrames que puedan ocurrir.

f) Area segura (Safe area).

Area o localización no clasificada como peligrosa.

g) Area protegida (Protection for exposures).

Edificación o instalación en propiedad adyacente a Instalaciones de Almacenamiento de Hidrocarburos, localizado en zonas que disponen de compañías de bomberos o que la misma Instalación disponga de sus propias brigadas de contraincendio.

h) Area peligrosa (Dangerous areas)

Un área donde existe o puede existir una atmósfera peligrosa.

i) Atmósfera peligrosa (Dangerous atmosphere)

Una atmósfera conteniendo cualquier cantidad significativa de vapores o gases inflamables en concentraciones capaces de ignición o que sean tóxicos.

j) Autorrefrigeración (Autorefrigeration)

Efecto de enfriamiento producido por la vaporización del GLP cuando se ventea a una menor presión que la de almacenamiento.

k) Capacidad de agua (Water capacity)

Usado generalmente en recipientes para el almacenamiento de GLP, cuando la capacidad del recipiente es en función de las dimensiones interiores del mismo y no de la capacidad del líquido con el que se llena.

l) Combustible Líquido (Combustible liquid)

Considera a los hidrocarburos líquidos que tienen punto de inflamación superior a los 37.8 °C (100 °F), se subdividen en:

Clase II, cuando tienen puntos de inflamación igual o mayor a 37.8 °C (100 °F), pero menor de 60 °C (140 °F).

Clase IIIA, cuando tienen punto de inflamación igual o mayor a 60 °C (140 °F), pero menor de 93 °C (200 °F).

Clase IIIB, se incluyen a aquellos líquidos que tienen punto de inflamación igual o mayor a 93 °C (200 °F).

m) Degasificado (Gas-free).

Un tanque o área se considera degasificado cuando, por cualquier método, se ha reducido la concentración de vapores o gases inflamables o tóxicos y están dentro de los límites de seguridad que permitan ingresar a una persona.

n) Dique o Muro Contra incendio (Bund, Dikes)

Elemento de altura apropiada destinada a contener derrames de líquidos, construido de concreto, tierra o cualquier otro material impermeable.

ñ) Distancia Mínima de Seguridad

Distancia horizontal mínima que debe haber entre los lados de tanques de almacenamiento y otros tanques, instalaciones o edificaciones.

o) Drenaje del tanque

Es la conexión usada para purgar o drenar al exterior el agua que se asienta en el fondo del tanque.

p) Ebullición desbordante (Ebullición desbordante)

Evento en el incendio de determinados líquidos cuando después de un período de constante combustión, ocurre un súbito incremento en la intensidad del fuego asociado con expulsión del

líquido encendido fuera del tanque. Este fenómeno se presenta en la mayoría de los petróleos crudos, combustibles de amplio intervalo de ebullición como los combustibles residuales y cuando en el fondo del tanque se acumula agua que se vaporiza rápidamente.

q) Emisiones (Fugitive emissions).

Desprendimientos de vapores inflamables que continuamente ocurren en la operación de plantas e instalaciones y se producen por fallas en los sellos de bombas, empaques de válvulas, etc.

r) Equipo aprobado

Aparato o equipo que ha sido remitido a la autoridad competente para su examen o prueba y respecto al cual se ha emitido un certificado aprobando su uso en la aplicación indicada.

s) Equipo de medición de nivel (Gauging equipment).

Equipo que indica el nivel del líquido dentro del tanque de almacenamiento, respecto a una línea de referencia o línea base del tanque.

t) Fondo cónico hacia abajo (Cone bottom down)

Configuración del fondo del tanque cuando la pendiente baja de la periferia al centro.

u) Fondo cónico hacia arriba (Cone bottom up).

Configuración del fondo del tanque cuando la pendiente baja del centro a la periferia.

v) Fuente de ignición (Source of ignition)

Fuegos abiertos, material incandescente expuesto, arco de soldadura eléctrica, lámparas no probadas o cualquier chispa o llama producida por cualquier medio.

w) Gas licuado de petróleo (GLP)

Hidrocarburos que, a condiciones normales de presión y temperatura, se encuentran en estado gaseoso, pero a temperatura normal y moderadamente altas presiones son licuables. Está compuesto usualmente de mezclas de propano, polipropileno, butanos y butilenos. Se le almacena en estado líquido, en recipientes a presión.

x) Hidrocarburos

Todo compuesto orgánico gaseoso, líquido o sólido que consiste principalmente en carbono e hidrógeno.

y) Instalación (Installation)

Se refiere a un sistema de tanques, recipientes, bombas compresores, tuberías y también a todo equipo asociado al almacenamiento y manejo de líquidos.

z) Linderos

La línea que delimita la propiedad con la vía pública o con propiedades de terceros.

aa) Línea base del tanque (Tank base line)

Es la línea formada por la intersección de las caras interiores de las planchas de fondo y del cilindro.

ab) Línea de carga (Rundown line)

Es la tubería que conduce la producción de un proceso a tanque o tanques de almacenamiento.

ac) Línea de descarga

Tubería instalada para la salida o descarga de los fluidos almacenados.

ad) Líquido (Liquids)

Para propósitos de este Reglamento, todo hidrocarburo con fluidez mayor a penetración 300 medido por el ASTM D-5. En caso de no estar identificado, el término líquido se refiere a líquidos inflamables y a combustibles líquidos.

ae) Líquido criogénico (Cryogenic liquid)

Gas licuado refrigerado, cuyo punto de ebullición a presión atmosférica es menor a 90 °C (130 °F).

af) Líquido Estable (Stable Liquid)

Todo líquido no definido como inestable.

ag) Líquido inestable (Unstable liquid)

Aquel líquido que en estado puro o de la forma como está, o se comercializa o se transporta, puede polimerizarse, condensarse o reaccionar súbitamente bajo condiciones de impacto, presión o temperatura.

ah) Líquido inflamable (Flammable liquids)

Los hidrocarburos líquidos con punto de inflamación menor de 37.8 °C (100 °F), y una presión de vapor que no exceda los 2.812 Kg/cm² (40 psia) a 37.8 °C (100 °F) se denominarán como Clase I, y se subdividen en:

Clase IA, cuando su punto de inflamación es menor de 22.8 °C (73 °F) y su punto de ebullición es menor de 37.8 °C (100 °F).

Clase IB, cuando su punto de inflamación es menor de 22.8 °C (73 °F) y tienen punto de ebullición igual o mayor de 37.8 °C (100 °F).

Clase IC, incluye a aquellos líquidos con punto de inflamación mayor a 22.8 °C (73 °F) pero menor de 37.8 °C (100 °F).

ai) Material Peligroso (Hazardous Material)

Material que representa peligro más allá que el relativo a su Punto de Inflamación o de Ebullición. El peligro puede provenir de su toxicidad, corrosividad, inestabilidad, etc.

aj) Matachispas (Flame arrester)

Accesorio que previene el pase de llamas o chispas de o hacia un aparato o equipo.

ak) Norma Técnica Vigente

A la última versión de la Norma Técnica Nacional o Internacional de solvencia reconocida que es de aplicación con el Reglamento.

al) Operación (Operation)

Término general que incluye pero que no se limita al uso, transferencia, almacenamiento y procesamiento de líquidos.

am) Pérdida de Respiración (Breathing loss)

Pérdidas asociadas con la expansión y contracción del espacio ocupado por los vapores, resultado de los ciclos de temperatura diaria o cualquier otro ciclo de temperatura del medio ambiente.

an) Persona competente

Persona que tiene la necesaria capacitación en la operación de un proceso particular o tipo de planta o equipo y ha sido debidamente autorizada para realizar ese trabajo.

añ) Planta de Venta, de almacenamiento o terminal (Bulk plant, Depot or terminal)

Lugar donde los líquidos son recibidos en tanques desde oleoductos, buques, camiones cisternas y luego almacenados o mezclados con el propósito de ser distribuidos por camiones cisternas, tuberías, etc.

ao) Petróleo (Crude oil)

En este Reglamento se refiere a la mezcla de hidrocarburos proveniente de los pozos y baterías, que tiene un punto de inflamación menor a 65.6 °C (150 °F) y que no ha sido procesado en refinerías.

ap) Petróleo drenado (Slop oil)

Cualquier hidrocarburo refinado o no, que está fuera de especificación por contaminación o errores de refinación.

aq) Presión de vapor

La presión expresada en términos absolutos ejercida por un líquido a determinada temperatura, cuando el líquido esté en equilibrio con su vapor.

ar) Presión de Vapor Reid (Reid vapor pressure)

Es la medida de la presión de vapor de las gasolinas en presencia de aire a una temperatura de 37.8 °C (100 °F).

as) Punto de ebullición (Boiling point)

La temperatura a la que un líquido ejerce una presión de vapor de 1.033 Kg/cm² abs (14.7 psia).

at) Punto de escurrimiento o fluidez (Pour point)

La menor temperatura a la que un líquido puede fluir.

au) Punto de inflamación (Flash point).

La menor temperatura a la que un hidrocarburo líquido con suficiente vapor puede inflamarse en la presencia de una fuente de ignición.

av) Proceso (Process or processing)

Implica una secuencia integrada de operaciones, las que pueden ser físicas o químicas. Su término general incluye, pero que no se limita a separación, destilación, preparación, purificación, cambio de estado, polimerización, craqueo, etc.

aw) Refinería (Refinery)

Planta o instalación donde combustibles líquidos o líquidos inflamables son producidos en escala comercial a partir de petróleo, gasolinas naturales u otras fuentes de hidrocarburos.

ax) Sello de techo flotante (Seal for floating roof)

Mecanismo que sella el espacio entre la periferia del techo flotante y el cilindro del tanque.

ay) Sistema de procesamiento de vapores (Vapor processing system)

Sistema diseñado para capturar y procesar los vapores de líquidos desplazados durante las operaciones de llenado.

az) Sistema de recuperación de Vapores (Vapor recovery system)

Sistema diseñado para capturar y retener sin procesar, los vapores de líquidos desplazados durante las operaciones de llenado.

ba) Situación riesgosa

Aquella que puede derivar en una explosión o un súbito incremento de un fuego como: inadecuadas ventilaciones en espacios confinados, falta de drenajes o de diques para el control de derrames, falta de ventilación de emergencia en tanques de almacenamiento.

bb) Sustancia Inerte (Inert Substance)

Sustancia químicamente no reactiva (gas).

bc) Tanque atmosférico

Un tanque de almacenamiento que ha sido diseñado para operar desde presiones iguales a la atmosférica hasta presiones de 0.035 Kg/cm^2 (0-0.5 psig), medidas en la parte alta del tanque.

bd) Tanque caliente (Hot tank)

Tanques operados a temperaturas mayores a $121 \text{ }^\circ\text{C}$ ($250 \text{ }^\circ\text{F}$).

be) Tanque de almacenamiento de baja presión (Low pressure tank).

Almacenamiento diseñado para mantener una presión interna mayor a 0.035 Kg/cm^2 , pero menor de 1.055 Kg/cm^2 (0.5-15.0 psig) medidos en la parte superior del tanque.

bf) Tanque enterrado (Underground or Buried Tank)

Se refiere a un tanque o recipiente que está totalmente enterrado bajo el nivel del terreno.

bg) Tanque tapado (Mounded Tank)

Tanque total o parcialmente sobre el nivel del suelo, que está totalmente cubierto con tierra, arena u otro material adecuado.

bh) Tanque refrigerado (Refrigerated tank)

Se denomina a cualquier recipiente de almacenamiento de tipo convencional, cuyo contenido es mantenido artificialmente a temperaturas menores a las del ambiente.

bi) Techo flotante (Floating roof)

El techo de un tanque de almacenamiento que flota en la superficie del líquido almacenado.

bj) Techo tipo domo (Dome roof)

Techo con forma de sector esférico que está soportado por estructuras reticuladas, fijas.

bk) Temperatura de autoignición (Autoignition Temperature)

Temperatura a la que una mezcla de vapores inflamables y aire debe ser calentada para que la ignición ocurra espontáneamente, sin necesidad de fuente externa de ignición.

bl) Ubicación Remota (Remote Location)

Ubicación en zona distante 1,200 metros o más, de áreas pobladas o industriales.

bm) Volumen total del tanque (Gross tank volume)

El volumen total geométrico del interior del tanque de almacenamiento, incluyendo el denominado Volumen inferior y el Volumen superior.

bn) Ventilación de presión-vacío (Pressure vacuum vent).

Tipo particular de ventilación usada en los tanques, que reduce las pérdidas de respiración y protege al tanque de fuentes externas de ignición. Normalmente cerrada, pero se abre al ocurrir ligeras variaciones de presión en el interior del tanque.

bñ) Volumen inferior (Innage)

Para propósito de diseño, es el volumen que permanece en el tanque cuando el líquido ha llegado al más bajo nivel de bombeo. Se expresa usualmente como la distancia del más bajo nivel a la línea base del tanque.

bo) Volumen superior (Outage)

Para propósitos de diseño es el espacio dejado en la parte superior de un tanque de almacenamiento para permitir la expansión del contenido durante los cambios de temperatura y para proveer un margen de seguridad al rebose durante las operaciones de llenado. Se expresa usualmente como a distancia del máximo nivel del líquido al borde superior del cilindro.

bp) Volumen neto del tanque (Net tank volume)

Es el volumen disponible y es igual al Volumen total del tanque menos el Volumen inferior menos el Volumen superior.

B. En el Reglamento se usan las siguientes siglas de códigos y estándares.

MEM Ministerio de Energía y Minas

DGH Dirección General de Hidrocarburos

API American Petroleum Institute

Gerencia de Asesoría Jurídica
Osineergmin

ANSI	American National Standard Institute
NFPA	The National Fire Protection Association
NEC	National Electric Code
ASME	American Society of Mechanical Engineers
RNC	Reglamento Nacional de Construcciones
UL	Underwriters Laboratories, Inc.
UN	United Nations
FM	Factory Mutual
USCG	United States Coast Guard

ANEXO II

TABLAS - TABLA [1]

Distancias mínimas en metros para tanques con líquidos estables

Presión de Operación de 0.175 Kg/cm (2.5 psig²) o menor

Tipo de Tanque	Protección	Distancia mínima	Distancia mínima al lado
	a linderos de propiedad de terceros donde existan o puedan existir edificaciones, incluye el lado o puesto de vías públicas y no será menor de 1.5 metros.	más próximo de una vía pública o al edificio importante más cercano dentro de la misma propiedad y no será menor de 1.5 metros.	
Techo Flotante	Area Protegida	1 / 2 diámetro	1/6 diámetro

Sin Protección	1 diámetro, pero no más de 55 mt	1/6 diámetro	
Techo fijo con unión debilitada de techo a pared	Sistema de espuma o de gas inerte en tanque		
de 45 mt	1/2 diámetro	1/6 diámetro	con diámetro menor
Area protegida	1 diámetro	1/3 diámetro	
Sin protección	2 diámetro, pero no más de 110 m	1/3 diámetro	
Vertical u horizontal con válvula de alivio	Sistema de gases inertes o de espuma en tanques	1/2 veces Tabla (6)	1/2 veces Tabla (6)
a 0.175 Kg/cm ² (2.5 psig ²)	verticales		
Area Protegida	Tabla (6)	Tabla (6)	
Sin Protección	2 veces Tabla (6)	Tabla (6)	

TABLA [2]

Distancias mínimas en metros para tanques con líquidos estables

Presión de Operación mayor a 0.175 Kg/cm (2.5 psig²)

Tipo de Tanque	Protección	Distancia mínima a	Distancia mínima al lado
		linderos de propiedad de terceros donde existan o puedan existir edificaciones, incluye el lado opuesto de vías públicas y	más próximo de una vía pública o al edificio importante más cercano dentro de la misma propiedad y no será menor de 1.5 mts.

no será menor de 1.5 metros.

Todo Tipo	Area Protegida	1 1/2 veces Tabla (6), pero	1 1/2 veces Tabla (6),
		no menos de 7.5 mt	pero no menos de 7.5 mt.
	Sin protección	3 veces Tabla (6), pero no	1 1/2 veces Tabla (6),
		menos de 15.0 mt	pero no menos de 7.5 mt.

TABLA [3]

Distancias mínimas en metros para tanques con líquidos con tendencia a la Ebullición Desbordante

Tipo de Tanque	Protección	Distancia mínima a	Distancia mínima al lado
		linderos de propiedad	más próximo de una vía
		de terceros donde exis-	pública o al edificio impor
		tan o puedan existir	tante más cercano den-
		edificaciones, incluye	tro de la misma propie -
		el lado opuesto de vía	dad y no será menor de
		pública y no será menor	1.5 metros
		de 1.5 metros.	

Techo Flotante	Area Protegida	1/2 diámetro	1/6 diámetro
	Sin protección	1 diámetro	1/6 diámetro
Techo	Fijo		Sistema de espuma
	o gas inerte	1 diámetro	1/3 diámetro
	Area protegida	2 diámetro	2/3 diámetro
	Sin Protección	4 diámetros, pero no más de 110 m	2/3 diámetro

TABLA [4]

Distancia Mínima en Metros para Tanques con Líquidos Inestables

Tipo de Tanque	Protección	Distancia mínima a	Distancia mínima al lado
		linderos de propiedad más próximo de una vía pública o de edificio importante más cercano dentro de la misma propiedad y no será menor de 1.5 metros.	Distancia mínima al lado
Horizontales o verticales con sistema de alivio de emergencia para que la presión no exceda los 0.175 Kg/cm ² (2.5 psig) ²	Rociado de agua o sistema de gas inerte o aislamiento y refrigeración	Tabla (6), pero no menos de 7.5 metros	Tabla (6), pero no menos de 7.5 metros
	Area protegida	2 1/2 veces la tabla (6), pero no menos de 15.0 metros	2 1/2 veces la Tabla (6), pero no menos de 15.0 metros
	Sin Protección	5 veces la Tabla (6), pero no menos de 30.0 metros	5 veces la Tabla (6), pero no menos de 30.0 metros
Horizontales o verticales con sistema de alivio	Rociado de agua o sistema de gas inerte o aislamiento	2 veces la Tabla (6), pero no menos de 15.0 metros	No menos de 15 mts.

0.175 Kg/cm² y refrigeración

(2.5 psig)²

Area Protegida	4 veces la Tabla (6), pero no menos de 30.0 metros	No menos de 30 mts.
Sin Protección	8 veces Tabla (6) pero no menos de 45.0 metros	No menos de 45 mts.

TABLA [5]

Distancias Mínimas en Metros para Tanques con Líquidos Clase IIIB

Capacidad del tanque (metros cúbicos)	Distancia mínima a linderos de propiedad de terceros donde existan o puedan existir edificaciones, incluye el lado opuesto de vías públicas y no será menor de 1.5 metros	Distancia mínima al lado más próximo de una vía pública o al edificio importante más cer- cano dentro de la misma propiedad y no será menor de 1.5 metros
50 y menos	1.5	1.5
50 - 120	3.0	1.5
120 - 200	3.0	3.0
200 - 400	4.5	3.0
401 - y más	4.5	4.5

TABLA [6]

Tabla de Referencia para ser usada con Tablas (1), (2), (3) y (4)

Capacidad de Tanque (metros cúbicos)	Distancia mínima a linderos de propiedad de terceros	Distancia mínima al lado más próximo de una vía pública o al
---	---	---

donde existan o puedan existir edificaciones, incluyen- do el lado opuesto de vías públicas y no será menor de 1.5 metros. edificio importante más cercano dentro de la misma propiedad y no será menor de 1.5 metros.

0 - 3	1.5	1.5
3 - 50	4.5	1.5
50 - 120	6.0	1.5
120 - 190	9.0	3.0
190 - 380	15.0	4.5
380 - 1900	25.0	8.0
1900 - 3800	30.0	10.5
3800 - 7600	40.0	14.0
7600 - 11400	50.0	16.5
11400 - y más	55.0	18.0

TABLA [7]

Mínimos Espaciamientos entre Tanques

	Tanque techo flotante	Tanques horizontales o de techo fijo	
	Líquidos	Líquidos	
	Clase I o Clase II	Clase IIIA	
Todo Tanque con diámetro no mayor a 45 m de 1.5 metros	1/6 suma de diámetro de tanques adyacentes, pero no menor de 1.5 metros	1/6 suma de diámetros de tanques adyacentes, pero no menor de 1.5 mts.	1/6 suma de diámetros de tanques adyacentes, pero no menor de 1.5 mts.

Tanques con diámetro mayor a 45 m

a) Tanques en los cuales los posibles derrames se conducen a otra zona	1/6 suma de diámetros de tanques adyacentes yacentes	1/4 suma de diámetros de tanques adyacentes	1/6 suma de diámetros de tanques
b) Tanques ubicados en zona estancadas	1/4 suma de diámetros de tanques adyacentes centes	1/3 suma de diámetros de tanques adyacentes	1/4 suma de diámetros de tanques

TABLA [8]

Capacidad de Venteo para Tanques Presión de Operación 0.070 Kg/cm (1 psig) ² o mayor

Superficie mojada del tanque en metros cuadrados	Capacidad de venteo en metros
cúbicos/hora	
5 ó menos	1,600
9	3,000
18	6,000
37	8,900
65	12,200
130	16,600
223	20,000
260	21,000

TABLA [9]

Capacidad de Venteo para Tanques Presión de Operación 0.070 Kg/cm (1 psig) ² o mayor

Superficie mojada del tanque en metros cuadrados ^oCapacidad de venteo en metros cúbicos/hora

260	21,000
372	28,200
557	39,300
929	59,800
1394	83,300
1858	105,500
2787	147,000
3716	186,000

TABLA [10]

Distancia mínima en metros entre tanque de GLP a linderos o líneas de propiedad donde existan o puedan haber edificaciones

Capacidad de agua en metros cúbicos	Distancia en metros
7 - 115	15.0
115 - 265	22.5
265 - 340	30.0
340 -450	38.0
450 - y más	60.0