



T
629.286
SAN

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

**Facultad de Ingeniería en Mecánica y Ciencias de la
Producción**

**“Mejoramiento de una Estación de Servicio para el
Cumplimiento de las Normas de Seguridad”**

TESIS DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO MECANICO

Presentada por:

Jorge Fabricio Sánchez Solís

GUAYAQUIL – ECUADOR



Año: 2001

AGRADECIMIENTO

A todas las personas
que de uno u otro
modo colaboraron en
la realización de este
trabajo y
especialmente al Ing.
Ernesto Martínez
Director de Tesis, por
su invaluable ayuda.

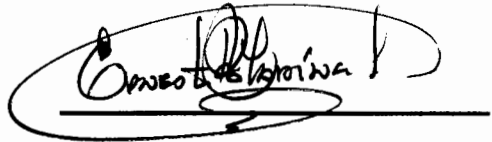
DEDICATORIA

A mi esposa, que a lo largo de mi carrera estudiantil y profesional siempre estuvo a mi lado apoyándome. A mi hija, por las horas no compartidas. A mis padres, por el sacrificio que realizaron para poder educarme.

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



Ing. Mario Patiño A.
SUBDECANO DE LA FIMCP
PRESIDENTE



Ing. Ernesto Martínez L.
DIRECTOR DE TESIS



Ing. Manuel Helguero G.
VOCAL



DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, me corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de Graduación de la ESPOL).



Jorge Fabricio Sanchez Solís

RESUMEN

La E/S que para efecto de estudio denominaremos "La Luz" fue construida en Octubre de 1991 bajo estándares vigentes en la fecha indicada.

Bajo el Decreto Oficial No. 2982 publicado en el registro Oficial el 24 de agosto de 1995 ninguna estación de servicio podrá operar sin cumplir con los mínimos estándares de seguridad aquí mencionados.

Desde 1995 me he dedicado a realizar proyectos de remodelación de E/S por lo que se me asigno la remodelación de la presente E/S.

Para su remodelación se realizo un estudio del área de influencia y se actualizo el método de conteo de carros que transitan por las vías aledañas a la estación para así determinar la cantidad de equipos surtidores de combustible y dimensionamiento de tanques de almacenamiento de combustible necesario para la correcta y óptima operación de la misma.

Se selecciona además las bombas, tuberías de distribución de combustible y los equipos necesarios para dar seguridad total a las instalaciones y clientes.

Una limitación en este caso concreto es el área disponible y de acuerdo al número de equipo y tanques se elaboraron los planos arquitectónicos y



técnicos. Se elaboro el cronograma de ejecución de obra teniendo para tal efecto el requisito único del cliente: La estación de servicio no podría estar cerrada por mas de 27 días.

En el capítulo 1 se muestra un esquema global de una estación de servicio de combustible y se describe la estación tema de estudio.

En el capítulo 2 se presentan los diferentes reglamentos expedidos por el Gobierno del Ecuador para regular la construcción y funcionamiento de estaciones de servicio.

En el capítulo 3 se realiza el nuevo diseño de la remodelación partiendo de datos tales como el área del terreno, número de vehículos que transitan por las vías aledañas, área de influencia.

En base a estos datos se procedió a dimensionar y seleccionar los equipos requeridos. Se establece el cronograma de obra y el respectivo presupuesto. Este proyecto se inicia el 09 de septiembre y finalizo el 10 de octubre del 2001 de tal manera que se cumplió con el presupuesto, aunque el cronograma se atraso en cuatro días debido a problemas existentes y que se explican en el desarrollo de la tesis.

En el capítulo de las conclusiones se presentan recomendaciones que se debe considerar en trabajos similares.

INDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN.....	II
INDICE GENERAL.....	III
ABREVIATURAS.....	IV
SIMBOLOGIA.....	V
INDICE DE FIGURAS.....	VI
INDICE DE TABLAS.....	VII
INDICE DE PLANOS.....	VIII
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPITULO 1	
1. ESTACIONES DE SERVICIO DE COMBUSTIBLE.....	4
1.1 Esquema Global.....	5
CAPITULO 2	
2. REGLAMENTO AMBIENTAL PARA OPERACIONES HIDROCARBURIFERAS EN EL ECUADOR APLICABLE A ESTACIONES DE SERVICIO.....	10
2.1. Lineamientos Básicos aplicables a Estaciones de Servicio.....	11

CAPITULO 3

3.	EJECUCIÓN Y DESARROLLO DEL PROYECTO.....	18
3.1	Dimensionamiento de una E/S.....	19
3.1.1.	Área de Influencia.....	19
3.1.2.	Método de Conteo de Carros.....	20
3.2	Selección de equipos de distribución de combustible.....	30
3.2.1	Tanques de almacenamiento de doble pared.....	30
3.2.2	Bombas sumergibles a prueba de explosión.....	42
3.2.3.	Tuberías de distribución.....	46
3.2.4.	Dispensadores de combustible.....	64
3.2.5.	Equipos de seguridad contra incendio y derrame.....	65
3.3	Determinación del presupuesto de obra en base a precios unitarios y cantidades de obra.	79
3.4	Cronograma de ejecución de obra.....	80
3.5	Resultados obtenidos.....	81

CAPITULO 4

4.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	83
----	-------------------------------------	----

ABREVIATURAS

E/S	Estación de Servicio
Gls.	Galones
DNH	Dirección Nacional de Hidrocarburos
U.L.	Underwriters Laboratories Inc.
HP	Horse Power (Unidad de Potencia)
MPD	Siglas en ingles Multi Product dispenser (Dispensador Multi Producto)
API	American Petroleum Institute
PEI	Petroleum Equipment Institute
ASTM	American Society for Testing and Materials
NFPA	National Fire Protection Association
%LEL	Siglas en inglés Low Explosion Limit (Limite Inferior de Explosividad)
m	Metro (Unidad de Longitud)
kpa	Kilo Pascal (Unidad de Presión)
lbs	libras (Unidad de peso)
ft	pies (Unidad de longitud)
ϕ	densidad
MSDS	Siglas en ingles Material Safe Data Sheet (Hoja de Seguridad de Materiales)
Pos	Posición de llenado
Min	Minutos

.....



INDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.1	Esquema global del sistema de distribución de combustible.....6
Figura 1.2	Detalle de los elementos de seguridad del sistema de distribución de combustible.....9
Figura 2.1	Proceso de autorización de construcción de una E/S de combustible dado por DNH.....17
Figura 3.1	Tanque de doble pared Elutron de Plasteel.....35
Figura 3.2	Dimensiones del tanque de combustible Elutron.....36
Figura 3.3	Instalación de tanques de almacenamiento.....40
Figura 3.4	Sistema de anclaje de tanques de almacenamiento.....41
Figura 3.5	Bomba Sumergible.....42
Figura 3.6	Sistema de acople de tubería Environ tipo Swivel.....51
Figura 3.7	Sumidero de dispensador.....52
Figura 3.8	Recorrido sencillo en serie de tubería Environ.....57
Figura 3.9	Recorrido doble en serie de tubería Environ.....57
Figura 3.10	Radios de curvatura para tuberías Environ.....58
Figura 3.11	Soporte cruzado.....58
Figura 3.12	Dimensiones de la zanja para enterrar tubería.....60
Figura 3.13	Material relleno para superficie no pavimentadas.....63
Figura 3.14	Material de relleno para superficies asfaltadas.....63
Figura 3.15	Material de relleno para superficies de concreto.....64
Figura 3.16	Dispensador de combustible MPD.....66
Figura 3.17	Válvula de impacto instalada en sumidero.....67
Figura 3.18	Válvula de sobrellenado.....68
Figura 3.19	Eliminador de turbulencia.....69
Figura 3.20	contenedor de derrames de 5Gls.....70
Figura 3.21	Boca de llenado de 4"70
Figura 3.22	Codo de descarga 4"71
Figura 3.23	Tapa de boca de llenado de 4"71
Figura 3.24	Pozo Monitor.....73

Figura 3.25	Extintor de sumidero.....	74
Figura 3.26	Detector de fuga.....	75
Figura 3.27	Breakaway.....	76
Figura 3.28	Pistola de combustible.....	77
Figura 3.29	Acople giratorio.....	77
Figura 3.30	Consola Veeder Root para monitoreo de tanques y tubería.....	79

INDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla No.1 Resultados obtenidos método de conteo de carros.....	21
Tabla No.2 Automóviles que transitan por el área de influencia.....	21
Tabla No.3 Cantidad de vehículos que transitan por la dos vías que limitan la estación de servicio.....	22
Tabla No.4 Cantidad de vehículos que ingresarán a la E/S	22
Tabla No.5 Venta inicial de combustible en galones de la E/S.....	23
Tabla No.6 Venta de combustible en galones en su etapa de madurez.....	23
Tabla No.7 Numero de posiciones de llenado e islas por tipo de combustible	29
Tabla No.8 Tanques de almacenamiento de combustible.....	34
Tabla No.9 Detalles técnicos tanques almacenamiento de combustible.....	36
Tabla No.10 Cuadros comparativos de bombas por marcas.....	43
Tabla No.11 Modelo de tuberías flexibles Environ.....	46
Tabla No.12 Radios mínimos de curvatura para tubería Environ.....	58

INDICE DE PLANOS

Plano 1 Sistema de distribución de combustible

INTRODUCCIÓN

La Estación de Servicio La Luz fue construida en Octubre de 1991 para cubrir la demanda y necesidad de abastecimiento de combustible de un sector de la población de la ciudad de Quito. Al momento de su construcción cumplía con las leyes y ordenanzas vigentes, por lo que podía operar acorde a todos los requisitos legales.

Desde 1995 me he dedicado a realizar proyectos de remodelación de Estaciones de Servicio por lo que se me asignó la remodelación del mencionado proyecto.

La E/S La Luz tenía como parte de su sistema de distribución de combustible los siguientes equipos (Plano No.1):

- Tres tanques de almacenamiento de combustible de acero negro ASTM A-36 de pared doble, dos de 12.000Gls y uno de 8.000 Gls.
- Tres bombas de combustible, una para cada tanque.
- Tubería de distribución de acero negro cédula 40.
- Dispensadores de combustible.



La E/S no constaba con la totalidad de equipos de seguridad de acción inmediata en caso de fugas de combustible, ya sean provocadas por accidentes o por desgaste de piezas.

El 24 de Agosto de 1995 el Gobierno del Ecuador publica en el registro oficial el decreto No. 2982 bajo el cual se expide el reglamento ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador.

El reglamento tiene por objeto regular las actividades Hidrocarburíferas de prospección geofísicas, perforación, desarrollo y producción, almacenamiento, transporte, industrialización y comercialización de petróleo crudo, derivados del petróleo, gas natural y afines, susceptibles a producir impactos ambientales y sociales en el medio ambiente y en la organización social y económica de las poblaciones asentadas en su área de influencia en todo el territorio nacional.

El Estado Ecuatoriano dio un plazo de dos años a las E/S ya existentes para remodelar sus instalaciones y poder cumplir con lo dispuesto en el Decreto 2982. Basados en el Decreto Ejecutivo No. 2982 se determina que la tubería de distribución no podía ser reutilizada.

Bajo estas condiciones se proyecta remodelar la E/S La Luz para cumplir con los reglamentos u ordenanzas existentes, estableciéndose un tiempo de 27 días para completar el trabajo.

CAPITULO 1

1. ESTACIONES DE SERVICIO DE COMBUSTIBLE

La NFPA define a una estación de servicio como aquella parte de una propiedad en la cual se almacenan líquidos empleados como combustible para motores y en donde se despachan dichos líquidos a partir de equipos fijos hacia los tanques de combustible de vehículos automotores o recipientes aprobados. Incluyen todas las instalaciones para la venta y reparación de cubiertas, baterías y accesorios. Esta designación también se aplicará a las construcciones, o a las partes de las construcciones, dedicadas a la lubricación, inspección y trabajos de reparación menores, tales como afinado y reparación de frenos. Se excluyen las reparaciones mayores, tales como chapa y pintura o reparación de golpes.

El Municipio local entiende como estación de servicio de combustible a todo aquel establecimiento que, además de incluir dispensadores de combustible, presta uno o más de los siguientes servicio para vehículos:

- Lavado
- Engrasado
- Provisión y cambio de aceite
- Afinamiento de motores
- Alineación y balanceo
- Vulcanización en frío
- Venta de accesorios, productos y repuestos para vehículos
- Cualquier otra actividad comercial o de servicio que se presten a los automovilistas, sin que interfiera el normal funcionamiento del establecimiento.

1.1. Esquema global de una Estación de Servicio

Las estaciones de Servicio de combustible tienen como actividad principal el expendio de hidrocarburos, tanto gasolinas como diesel 2.

En la figura 1.1 se puede observar un esquema global del sistema de

distribución de combustible, pilar fundamental para llevar a cabo una operación correcta y segura.

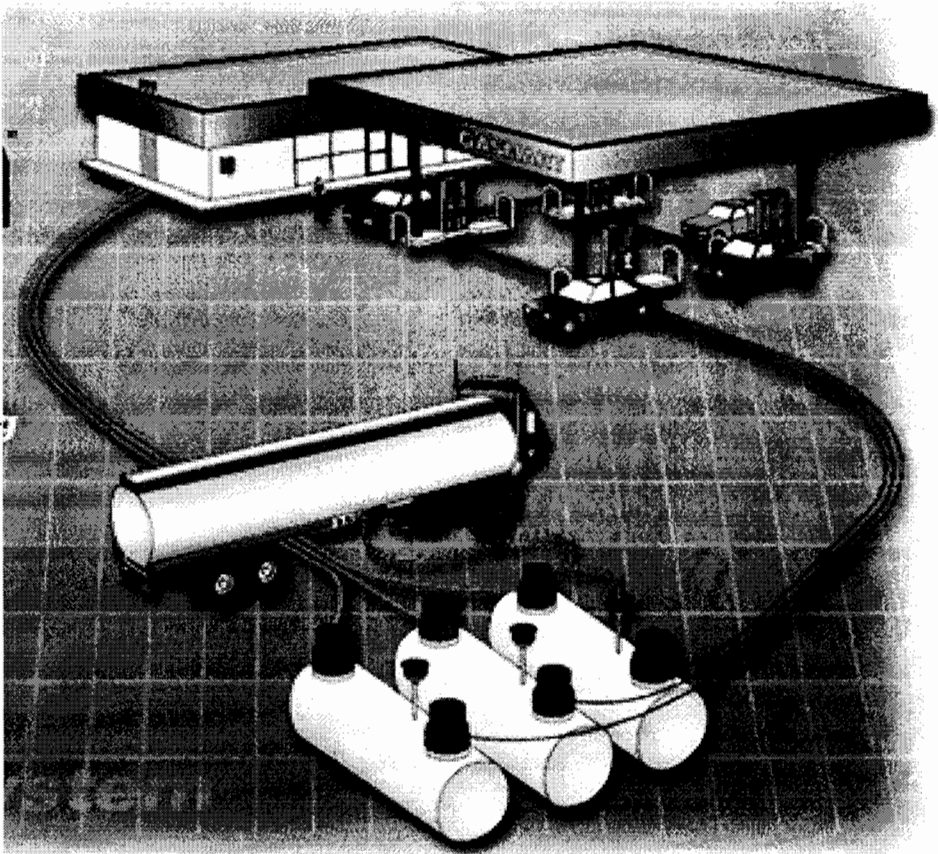


Figura 1.1: Esquema global del sistema de distribución de combustible

El sistema de distribución de combustible básicamente está constituido de los siguientes elementos:

- Tanques de almacenamiento de combustible
- Tuberías de distribución

- Sistema de venteo o ventilación
- Dispensadores o surtidores de abastecimiento

Cada uno de estos elementos contiene una serie de dispositivos de seguridad que hacen que la operación y manejo de una estación de servicio de combustible sea más sencillo y sobre todo segura.

La figura 1.2 muestra detalladamente cada uno de los elementos del sistema de distribución de combustible con sus respectivos sistemas de seguridad contra incendio y derrame entre los que podemos citar:

1. Tapa de boca de llenado de 4"
2. Boca de llenado de 4" (Acople rápido)
3. Sombrero de venteo
4. Válvula de impacto
5. Válvula de impacto
6. Tapa boca de llenado
7. Boca de llenado de 4" (Acople Rápido)
8. Válvula de recuperación de vapores
9. Filtro de bomba sumergible
10. Tapa de acceso para tanques de 20.000 lbs de resistencia

11. Válvula de recuperación de vapores
12. Tubo de llenado
13. Eliminador de turbulencia
14. Válvula de sobre llenado
15. Válvula de sobre llenado
16. Válvula de sellado rápido de manguera (Breakaway)
17. Contenedor de derrames de 5 Gl.
18. Sistema de desfogues de gases

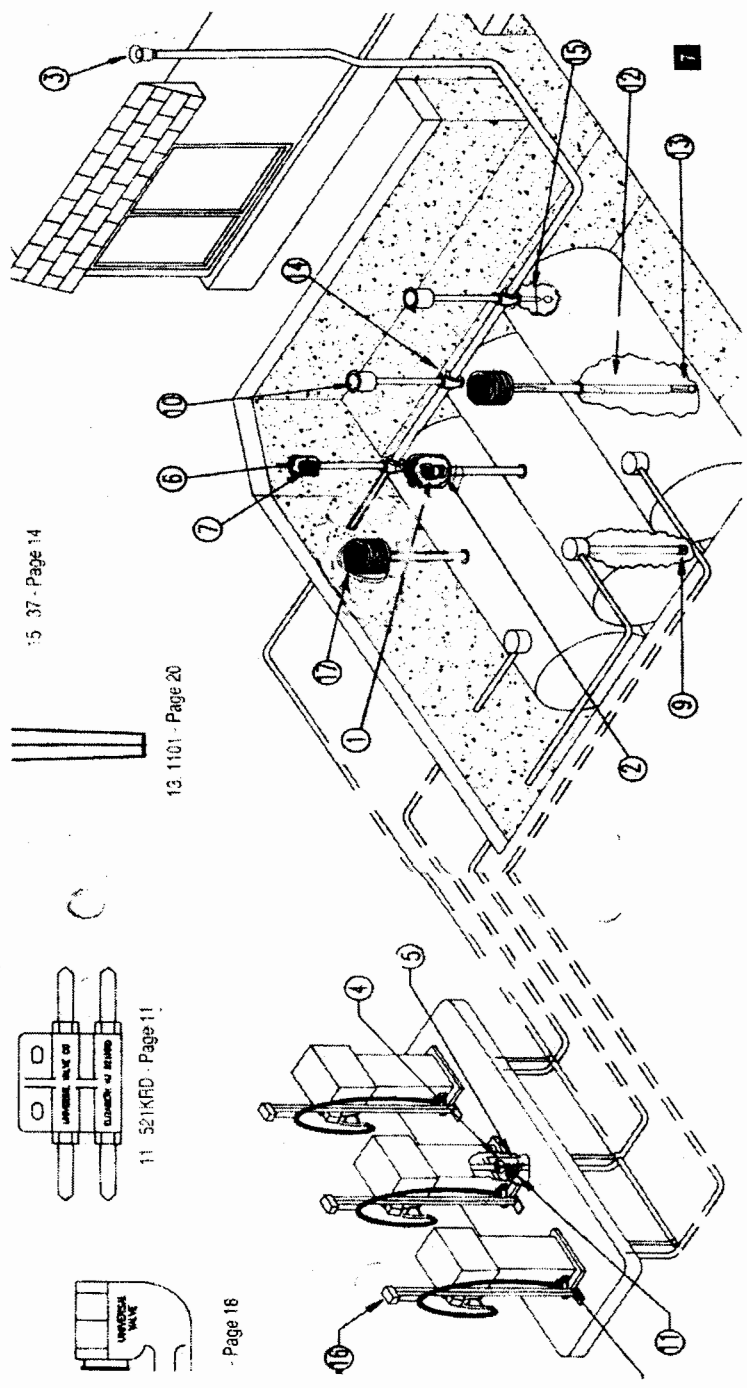


Figura 1.2: Detalle de los elementos de seguridad del sistema de distribución de combustible

CAPITULO 2

2.REGLAMENTO AMBIENTAL PARA OPERACIONES HIDROCARBURIFERAS EN EL ECUADOR APLICABLE A ESTACIONES DE SERVICIO

El presente Reglamento Ambiental tiene por objeto regular las actividades Hidrocarburíferas de prospección geofísica, perforación, desarrollo y producción, almacenamiento, transporte, industrialización y comercialización de petróleo crudo, derivados del petróleo, gas natural y afines, susceptibles de producir impactos ambientales y sociales en el medio ambiente y en la organización social y económica de las poblaciones asentadas en su área de influencia en todo el territorio nacional.



El Decreto Ejecutivo No. 2982 publicado en el Registro Oficial No. 766 del 24 de agosto de 1995 en la Administración del Arq. Sixto Duran Ballén fue remplazado por el Decreto Ejecutivo No. 1215 publicado en el Registro Oficial No. 265 del 13 de febrero del 2001 en la administración del Dr. Gustavo Noboa Bejarano.

El Decreto Ejecutivo No. 1215 y sus Normas Técnicas Ambientales incorporadas se aplicaran a todas las operaciones Hidrocarburíferas y afines que se lleven a efecto en el país. El Decreto ejecutivo No. 1215 tiene por objeto regular las actividades Hidrocarburíferas de exploración, desarrollo y producción, almacenamiento, transporte, industrialización y comercialización de petróleo crudo, derivados del petróleo, gas natural y afines, susceptibles de producir impactos ambientales en el área de influencia directa definida en cada caso por el Estudio Ambiental respectivo (Ver Anexo 1: Reglamento Ambiental para Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador)

2.1. Lineamientos Básicos aplicables a Estaciones de Servicio

Desde el 24 de julio de 1996, se encuentra en vigencia el Acuerdo Ministerial No. 347 que reglamenta la comercialización y venta al público de los derivados del petróleo producidos en el país o

importados. Con el fin de cumplir con las disposiciones estipuladas en el artículo No.34 del mencionado acuerdo, la Dirección Nacional de Hidrocarburos comunica el procedimiento de deberán cumplir las comercializadoras calificadas y su red de distribución; para la construcción y reconstrucción y remodelación de las estaciones de servicio:

Calificación del sitio.- La Dirección nacional de hidrocarburos calificará el terreno donde se proyecta construir la estación de servicio, para lo cual deberá presentar:

- a. Solicitud por escrito dirigida al Director Nacional de Hidrocarburos.
- b. Planos de ubicación en Escala 1:5000, en el que consten los centros de aglomeración humana, centros de distribución de combustibles y sistemas viales existentes en un radio de 500 metros.

Con esto antecedentes esta entidad realizará una inspección al sitio propuesto y calificará o negará el terreno en base al cumplimiento de las siguientes normas:

- El área mínima de terreno para construcción de una estación de servicio es de 1250 metros cuadrados, con un frente mínimo de 30 metros.
- Cincuenta metros de distancia mínima, entre el lindero más próximo del terreno propuesto, y el punto de inicio o final de curvas horizontales y/o verticales. Esta norma se aplicará en sectores rurales y/o carreteras urbanas de alta velocidad o que por su diseño, la implantación de un centro de distribución de combustible sea peligrosa.
- Doscientos cincuenta metros de distancia mínima, entre el lindero más próximo del terreno propuesto y distribuidores o intercambiadores de tráfico o paso a desnivel.
- Cincuenta metros de distancia mínima a centros de aglomeración humana como: establecimientos educativos, teatros, etc.

Autorización de Construcción.- En caso de aceptarse el sitio, la comercializadora remitirá la siguiente información:

- a. Copia notariada de las escrituras del terreno o contrato de afiliación.
- b. Copia notariada del contrato de afiliación

c. Planos arquitectónicos, estructurales, de instalaciones mecánicas, eléctricas, sanitarias y de sistema contra incendios, aprobados por el municipio, Consejo Municipal, Consejo Provincial, Ministerio de Obras Publicas, Cuerpo de Bomberos (Art. 35 de la Ley de defensa contra Incendios) y/o Marina Mercante según sea el caso, y su respectivo permiso de construcción.

Analizada esta información la Dirección Nacional de Hidrocarburos, autoriza la construcción del establecimiento, documento sin el cual no se podrá iniciar ningún trabajo.

Autorización de Operación.- Terminada la construcción, reconstrucción o remodelación del establecimiento. La Comercializadora remitirá la siguiente documentación (conforme el Art. 19, literal f):

- a. Denominación del Centro de Distribución
- b. Dirección de la Estación de Servicio
- c. Número de Registro Único de Contribuyente
- d. Nombre del Propietario y/o responsable de la administración

e. Estudio de Impacto ambiental o plan de manejo ambiental, según lo estipulado en el Art. 42 del decreto ejecutivo No. 1215 mediante el cual se expidió el Reglamento Ambiental para Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador.

Cumplidos estos requisitos la Dirección Nacional de Hidrocarburos realiza la inspección técnica para verificar, si los trabajos se han realizado conforme los estándares de diseño, construcción, operación y de servicio de la comercializadora y de las demás normas nacionales e internacionales existentes para el efecto.

Si el informe de la inspección es favorable, la Dirección Nacional de Hidrocarburos DNH, autorizará la operación del centro de distribución de combustible, y dispondrá a la unidad regional correspondiente, se realice la calibración y sellaje de dispensadores o surtidores de combustible, para inmediatamente después iniciar la venta de hidrocarburos al consumidor final.

En la figura 2.1 se puede observar un diagrama del proceso descrito. En la misma se detalla los pasos que debe seguirse para que la

Dirección Nacional de Hidrocarburos apruebe la operación de una estación de servicio de combustible.

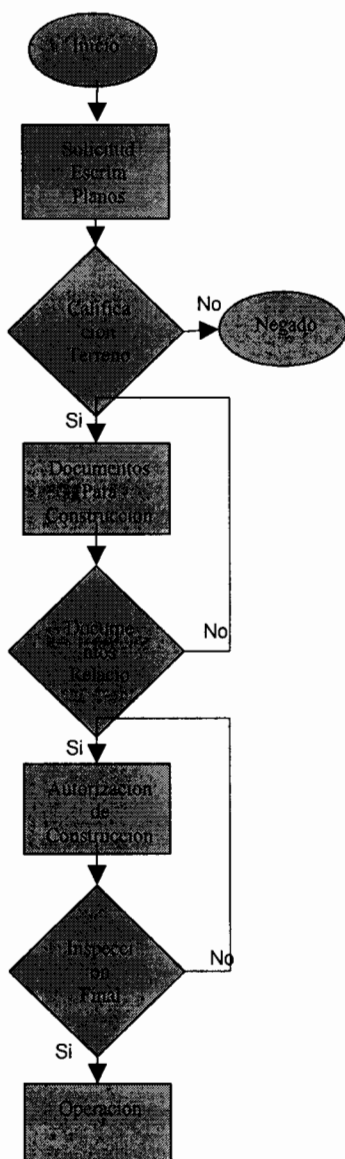


Figura 2.1: Proceso de autorización de construcción de una E/S de combustible dado por DNH.

CAPITULO 3

3. EJECUCIÓN Y DESARROLLO DEL PROYECTO

La Estación de Servicio La Luz fue construida en Octubre de 1991 para cubrir la demanda y necesidad de abastecimiento de combustible de un sector de la población de la ciudad de Quito.

El terreno donde se encuentra ubicada la estación de servicio tiene un área aproximada de 6200 metros cuadrados, de los cuales 2500 metros cuadrados fueron asignados para el sistema de distribución y almacenamiento de combustible. La estación de servicio poseía instalados como parte de su sistema de distribución de combustible los equipos detallados a continuación:

- Tres tanques de almacenamiento de doble pared; acero negro ASTM A36 recubierto por fibra de vidrio, dos de 12.000 Gls y uno de 8.000 Gls.
- Tres bombas de combustible, una para cada tanque.
- Tubería de distribución de Acero galvanizado.
- Ocho dispensadores de combustible.

Del equipo existente se tratará de reutilizar los tanques de almacenamiento de combustible, bombas sumergibles y dispensadores.

3.1. Dimensionamiento de una Estación de Servicio

Para dimensionar una estación de servicio de combustible (sistema de distribución) existen diferentes técnicas y métodos; se considera el área de influencia y se utiliza el método de conteo de carros.

3.1.1. Área de Influencia

Se ha considerado como área de influencia de la estación de servicio de combustible La Luz un radio de 1000 metros, ya que no existe ningún tipo de instalación igual que pueda abastecer a

la zona o sector poblacional donde se encuentra asentada la misma.

3.1.2. Método de Conteo de Carros

Este método nos ayuda a determinar la cantidad de vehículos que transitan por las calles que rodean o sirven de perímetro de la estación de servicio de combustible.

De igual forma podrá determinar la clasificación del parque automotor que transita por la zona y así poder estimar los requerimientos de combustible de los mismos: Gasolina o Diesel². El trabajo de campo o conteo de vehículos debe ser realizado por dos personas en diferentes turnos, cada una independiente de la otra, a fin de obtener datos más cercanos a la realidad.

El tiempo de muestreo no debe ser inferior a dos semanas, y debe realizarse de tal forma que las fechas escogidas reflejen la realidad del sitio y sean lo más representativas posibles. Los



estudios realizados al momento de la construcción inicial de E/S La Luz proyectaron el crecimiento del parque automotor; sin embargo se realizó la verificación de estos datos al momento de su remodelación. (Tabla No.1: Resultados obtenidos. Anexo 7).

Los cálculos realizados en el estudio inicial fueron actualizados para dimensionar los equipos de distribución y almacenamiento de combustible y son presentados a continuación y adjuntados en una hoja electrónica en el Anexo 2: Hoja electrónica para dimensionar una E/S.

A continuación se presenta la clasificación del parque automotor que transita por la el área de influencia de la E/S:

Tipo de Vehículos	Cantidad
Automóvil	21645
Pesados Tracto Mulas	57
Pesados Diesel	3268
Mula	415

Tabla No.2: Automóviles que transita por el área de influencia

Del total de vehículos que transitan por el área de influencia, el 20.60% de vehículos a diesel y el 20.00% de vehículos a

gasolina circulan por las dos vías aledañas a la estación de servicio.

Composición Parque Automotor	Cantidad de vehículos	Avd.10 de Agosto	Calle Rafael Bustamante	Total
Automóviles	21645	3247	1082	4329
Pesado Tracto Mulas	57	11	1	12
Pesados diesel	3268	490	163	654
Mulas	415	83	21	104

Tabla No.3: Cantidad de Vehículos que circulan por las dos vías que limitan la estación de servicio

Se espera captar el 35% de vehículos a gasolina y el 45% de vehículos a diesel 2 que circulan por la Avda. 10 de Agosto; mientras que del tránsito que circula por la calle Rafael Bustamante se espera captar 15% de vehículos a gasolina y el 8% de vehículos a diesel 2.

Composición Parque Automotor	Cantidad de vehículos	Numero de vehículos que ingresarán a E/S
Gasolina	4329	1299
Diesel	770	278

Tabla No.4: Cantidad de Vehículos que ingresarán a la E/S

Si el promedio de tanqueo de vehículos livianos es de 5 galones mientras que el promedio de vehículos pesados es de 12 galones, se obtiene que la estación de servicio tendrá una venta

inicial de 10.260 galones, tal como se indica en la siguiente tabla:

Combustible	Promedio Tanqueo (Gls)	Numero de vehículos	Total (Gls)
Gasolina	5	1299	6493.50
Diesel TM	35	5	182.35
Diesel Pesados	12	234	2803.95
Diesel Mula	20	39	780.20

Tabla No.5: Venta inicial de combustible de la E/S en Gls

En toda estación de servicio se proyecta un crecimiento de las ventas iniciales en un 10% cuando alcance su etapa de madurez. La E/S La Luz ya se encontraba en operación cuando se realizaron los trabajos de reconstrucción por lo que para efectos de cálculos y selección de equipos, usaremos los volúmenes detallados en la siguiente tabla:

Combustible	Promedio Tanqueo (Gls)	Numero de vehículos	Total (Gls)
Gasolina	5	1299	7142.85
Diesel TM	35	5	200.59
Diesel Pesados	12	234	3084.34
Diesel Mula	20	39	858.22

Tabla No.6: Venta de combustible en Gls en su etapa de madurez

El inventario total de producto en la estación de servicio será para 3 días de demanda; es decir, la estación de servicio no

necesitará ser abastecida durante 3 días por un tanquero de combustible para cubrir la demanda o consumo de los automotores del sector; y se considera que del total de las ventas de gasolina, el 80% corresponde a gasolina extra y el 20% a gasolina súper, tendremos que necesitaremos una capacidad total de almacenamiento de:

$$\text{Gasolina Súper} = 7142.85 \times 0.20$$

$$\text{Gasolina Súper (Gls)} = 1429$$

$$\text{Inventario Gasolina Súper} = 1429 \times 3 \text{ días}$$

$$\text{Inventario total de Gasolina Súper} = 4227 \text{ Gls}$$

$$\text{Gasolina Extra} = 7142 \times 0.80$$

$$\text{Gasolina Extra (Gls)} = 5714$$

$$\text{Inventario Gasolina extra} = 5714 \times 3 \text{ días}$$

$$\text{Inventario total de Gasolina Extra} = 16.908,01 \text{ Gls}$$

$$\text{Diesel 2 (Gls)} = 4143.14$$

$$\text{Inventario Diesel 2} = 4143.14 \times 3 \text{ días}$$

$$\text{Inventario total de Diesel 2} = 12.259,16 \text{ Gls}$$

Por lo que la estación de servicio tendría que tener una capacidad para 4227 Gls de Gasolina Super, 16908 Gls de Gasolina Extra y 12260 Gls de Diesel 2.

Existen muchas combinaciones posibles para obtener estas capacidades de tanques de almacenamientos de combustible, se pueden seleccionar tanques de 5000 Gls, 8000 Gls, 10000 Gls o 12000Gls. La E/S tiene dentro de sus equipos tanques de doble pared, acero negro ASTM A36 recubierto por fibra de vidrio que cumplen con lo estipulado en el Decreto Ejecutivo 1215 (Anexo 1), clasificados de la siguiente manera: 2 tanques de 12000 Gls y un tanque de 8000 Gls con división interna de tal manera que forma dos tanques de 4000 Gls. Por lo anteriormente expuesto se decidió reutilizar el equipo existente asignando cada tanque de almacenamiento de combustible de la siguiente manera:

Tanque 1 Capacidad 12000 Gls = Gasolina extra

Tanque 2 Capacidad 12000 Gls = Diesel 2

Tanque 3 Compartimiento 1 Capacidad 4000 Gls = Gas.Extra

Tanque 3 Compartimiento 1 Capacidad 4000 Gls = Gas. Súper

Logrando cubrir en más del 94% el inventario estimado. Es muy importante indicar, que si bien el inventario propuesto no ha sido cubierto en su totalidad, también es cierto que no se incurrirá en

un gasto adicional de dinero que se generaría en cambiar la capacidad de los tanques de almacenamiento de combustible.

A continuación se presentan los cálculos realizados para determinar el número de posiciones de llenado por producto para abastecer la demanda de combustible de los clientes que ingresen a la estación.

Cálculo de posiciones de llenado Gasolina Extra

Promedio de tanqueo por automóvil =	5Gls
Tiempo de atención por automóvil =	2.5 min / cliente
Clientes atendidos por hora =	60 min / 2.5 min cliente
Clientes atendidos por hora =	24 automo-hora/posición
Volumen despachado por posición =	24 clientes x 5 Gls
Volumen despachado por posición =	120 Gls – hora / posición
Ventas al año de gasolina extra =	2.057.141Gls
Ventas diarias de gasolina extra =	5.714Gls
Porcentaje de ventas hora pico =	20% del total diario
Volumen de venta hora pico =	1.143Gls
Numero de posiciones de llenado =	1.143Gls/120Gls-hora/pos

Numero de posiciones de llenado = 10

Cálculo de posiciones de llenado Gasolina Súper

Ventas al año de gasolina extra = 514.285,02Gls
 Ventas diarias de gasolina extra = 1.429Gls
 Porcentaje de ventas hora pico = 20% del total diario
 Volumen de venta hora pico = 286Gls
 Número de posiciones de llenado = 286 Gls/120Gls-hora/pos
 Número de posiciones de llenado = 3

Cálculo de posiciones de llenado Diesel 2

Promedio de tanqueo por automóvil= 12Gls
 Tiempo de atención por automóvil= 6 Min/cliente
 Clientes atendidos por hora= 60 min / 6 min cliente
 Clientes atendidos por hora= 10 automo-hora/posición
 Volumen despachado por posición = 10 clientes x 12 Gls
 Volumen despachado por posición = 120 Gls –hora /posición
 Ventas al año de Diesel 2 = 1.491.532Gls
 Ventas diarias de Diesel 2 = 4.143Gls

Porcentaje de ventas hora pico =	20% del total diario
Volumen de venta hora pico =	829 Gl
Número de posiciones de llenado =	$829/120\text{Gl-hora/pos}$
Número de posiciones de llenado =	7

Para calcular el número de islas que se necesita, se debe tener en cuenta que la zona de vehículos livianos y semi pesados puede abastecer a 4 vehículos al mismo tiempo, es decir tendrá 4 posiciones de llenado; mientras que las islas de tráfico pesado solo podrán abastecer a dos vehículos al mismo tiempo, es decir tendrá dos posiciones de llenado. Si tenemos que existen:

Número de posiciones de llenado gasolina Extra =	10
Número de posiciones de llenado gasolina Súper =	3
Número de posiciones de llenado Diesel 2=	7

El número de islas necesarias para cubrir la necesidad de posiciones de llenado será;

$$\text{Islas de Gasolina} = (10)/4$$

Islas de Gasolina=	2.25
Islas de Diesel 2=	7/2
Islas de Diesel 2=	3.5

En el siguiente cuadro se detalla el numero de posiciones de llenado e islas necesarias para cubrir la demanda en la estación de servicio

Producto	Posición de llenado	Numero Islas
Gas. Super	2.38	3
Gas. Extra	10	10
Diesel 2	6.91	3.45

Tabla No.7: Número de posiciones de llenado necesarias por tipo de combustible

La estación de servicio queda dividida en dos canopies, uno para automotores livianos y semi pesados, y otro para vehículos pesados. El primero estará formado por tres islas con dispensadores (seis) multi producto de 3 mangueras por posición de llenado, cada una abasteciendo de un producto diferente: Gasolina Super, Gasolina Extra y Diesel 2. El segundo canopy solo atenderá vehículos pesados y estará formado por dispensadores de alto caudal (dos) de una manguera por posición de llenado, cada una abasteciendo únicamente Diesel 2.

3.2 Selección de equipos de distribución de combustible

En el mercado mundial existen un sin número de equipos y marcas diseñados especialmente para estaciones de servicio de combustible, por lo que para la selección de los equipos a instalarse (marca y modelo) debe tenerse en cuenta dos factores fundamentales:

- a. Que el equipo haya demostrado a nivel mundial su correcta y segura operación para la cual fue diseñado.
- b. Que en el país se encuentre un distribuidor autorizado de fábrica que puede dar el soporte técnico necesario.

3.2.1 Tanques de almacenamiento de doble pared

Diseño y construcción de tanques de combustible.- Los tanques deben diseñarse y construirse de acuerdo con las buenas normas de ingeniería establecidas para el material de construcción empleado y deben de ser de acero o de un material no combustible aprobado, con las siguientes limitaciones y excepciones;

- a. El material con el cual se construye el tanque debe ser compatible con el líquido a almacenar. En caso de duda de las propiedades del líquido a almacenar, debe consultarse al proveedor, fabricante del líquido u otra autoridad competente.
- b. Los tanques contruidos de materiales combustibles deben sujetarse a la aprobación de la autoridad competente, y estar limitados a instalación subterránea, almacenamiento de líquidos Clase IIIB por encima del nivel de terreno en áreas que no estén expuestas a derrames de líquidos Clase I o Clase II, almacenamiento de líquidos Clase IIIB dentro de edificios protegidos por un sistema automático de extinción de incendios aprobado.
- c. Esta permitido emplear tanques de hormigón sin revestir para almacenar líquidos que poseen una densidad de 40° API o superior (Anexo 3: MSDS Gasolina y MSDS Diesel 2). Esta permitido emplear tanques de hormigón con revestimientos especiales siempre que su diseño este de acuerdo con las buenas prácticas de ingeniería.
- d. Es permitido que los tanques tengan revestimientos combustibles o incombustibles. La elección de este dependerá de las propiedades del líquido a almacenar

Tanques de almacenamiento de combustible de doble pared.- El

eco tanque es un tanque de doble contenimiento que se basa en un concepto innovativo de tanques para almacenamiento. El doble contenimiento es un concepto que se ha utilizado en los países desarrollados con gran éxito, sobre todo para almacenar combustibles en estaciones de servicio, aunque su uso se extiende también al campo industrial donde se requiera almacenar fluidos potencialmente contaminantes o peligrosos.

El concepto de doble contenimiento es el de un tanque que se compone de dos recipientes colocados uno en el interior del otro y pueden ser ambos de acero, de fibra o combinados de acero y plástico reforzado de fibra de vidrio.

El Eco tanque esta compuesto por un recipiente interior de acero, otro exterior de plástico reforzado con fibra de vidrio construido de una sola pieza que no se ablanda, cristaliza o fractura al estar sobre o bajo la superficie.

El recipiente interior se fabrica con lamina de acero A36 o 283, cuyo espesor es igual o mayor a 4.24mm. El recipiente exterior

tiene un espesor de 100mils (2.54mm) y es de plástico reforzado con fibra de vidrio. Esta característica cumple la norma UL 1746 y API 650, que rige este tipo de recipientes.

Estos tanques están concebidos para ser enterrados directamente sobre una cuna de arena, de acuerdo a las ordenanzas Municipales y disposiciones internacionales NFPA Código 30 y 30A para instalación de tanques de almacenamiento de combustible.

El enterrar directamente un eco tanque evita construir una costosa fosa de hormigón y en consecuencia al comparar con un tanque de pared simple instalado de forma tradicional (fosa de hormigón), el Eco tanque instalado resulta ser mucho más económico.

Adicionalmente el concepto de tanque enterrado elimina totalmente la posibilidad de presencia y acumulación de vapores y consecuentemente, el riesgo de una explosión, garantizando de esta manera la seguridad del personal y las instalaciones.

Por todo lo anteriormente expuesto hemos seleccionado los tanques de almacenamiento de combustible de doble pared Elutron de Plasteel cuya representación en el país esta a cargo de Industria de Aceros de los Andes. (Tabla No. 8: tanques de almacenamiento de combustible).

Marca	Modelo	Características	Representante
ND	N/A	Acero Negro de pared simple	A elegir
Owin's Corning	TC-46	Fibra de pared simple	N/A
Owin's Corning	TC-47	Fibra recubierto por fibra	N/A
Plasteel	Elutron	Acero Negro recubierto por fibra	Industria de Acero de los Andes

Tabla No.8 : Tanques de almacenamiento de combustible

Los tanques bajo tierra de doble pared Plasteel Elutron poseen certificación U.L de su chaqueta o recubrimiento exterior, ofreciendo una protección contra la corrosión y 360 grados de contenimiento secundario listado bajo U.L. 1746 y 58. (doble pared). Tienen diferentes capacidades de acuerdo a las necesidades de cada sitio. (Tabla No. 9: Detalles Técnicos). Los tanques bajo tierra Elutron deben ser instalados de acuerdo a las instrucciones dictadas en el Código 30 de la NFPA para el manejo de líquidos inflamables y combustibles. Entre las características más importantes de los tanques de doble pared Plasteel Elutron podemos mencionar:

- Doble recubrimiento: se encuentra formado por un tanque de acero negro recubierto por una capa de fibra de vidrio. Este recubrimiento esta separado por una película de aluminio que proporciona un espacio libre mínimo entre la pared exterior e interior del tanque (intersticio). Esta película de aluminio sirve a su vez como protección catódica, en el caso que ingrese agua en contacto con la pared interior (Acero Negro).
- Tapa de acceso para instalación de accesorios.
- Optimo contenedor secundario para evitar derrames de combustible al medio ambiente.
- Un tubo de acero que proporciona fácil acceso al espacio intersticial. La soldadura del tanque interior de acero esta listada bajo el requerimiento de U.L. esto permite tener gran seguridad sobre el diseño estructural del mismo.

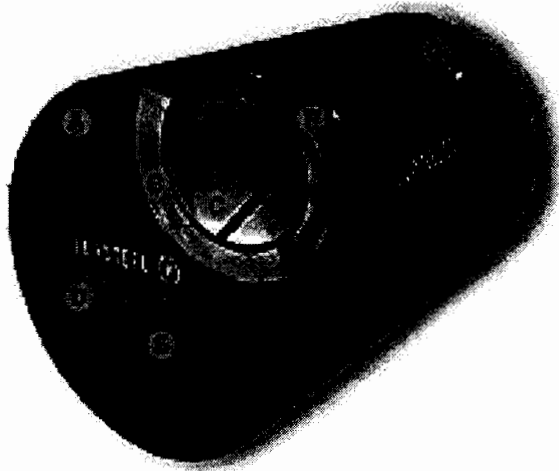


Figura 3.1: Tanque de doble pared Elutron de Plasteel

DETALLES TECNICOS

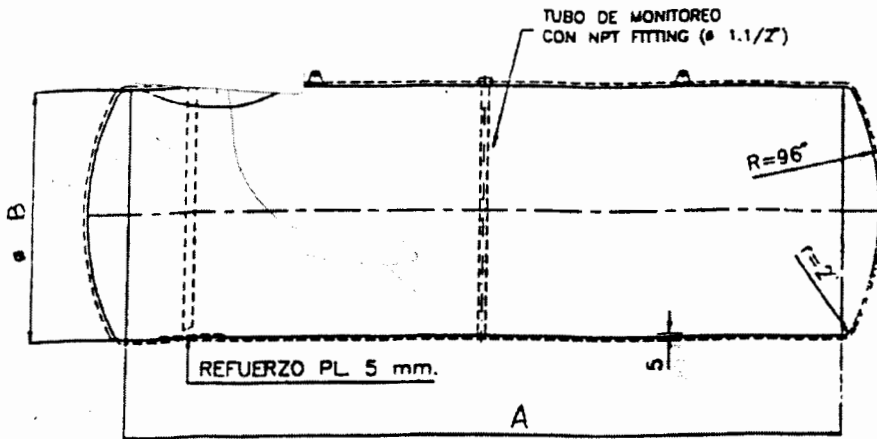


Figura 3.2: Dimensiones de tanques de combustible Elutron

CAPACIDAD NOMINAL (GLS)	LONGITUD DE CUERPO A (mm)	DIÁMETRO B (mm)
5000	3690	2550
8000	6100	2550
10000	7320	2550
12000	7320	2800

Tabla No.9: Detalles técnicos de construcción de Eco Tanques Elutron

BOCAS ESTANDAR: Succión 4" NPT, Venteo 2" NPT, Nivel 2" NPT, Carga 4" NPT.

RECIPIENTE INTERNO: Fabricado en Acero al carbono de calidad estructural A36/283C, espesor de 3/16" o 5mm. **RECIPIENTE EXTERNO:** Fabricado por plástico reforzado con fibra de vidrio espesor mínimo de 100MILS (2.54mm).

ESPACIO INTERSTICIAL: Formado entre los dos tanques con lamina de aluminio, permite controlar la estanqueidad del tanque.

ACCESORIOS OPCIONALES: Sistema automático de control de inventario, dispositivo para evitar sobrellenado del tanque, dispositivo para recuperación de vapores de auto tanque y dispensadores, compartimientos adicionales.

Instalación de Tanques de Almacenamiento de Combustible.-

Las excavaciones para los tanques subterráneos deben efectuarse con los cuidados adecuados para evitar los daños a las fundiciones de estructuras existentes. Los tanques subterráneo o tanques ubicados debajo de edificios deben disponerse de tal manera con respecto a las fundiciones y apoyos de los edificios existentes que las cargas soportadas por estos últimos no se transmitan a los tanques. La distancia entre cualquier parte de un tanque que almacena líquidos Clase I y el muro más cercano de cualquier sótano o fosa no debe ser inferior a 0.3m, y la distancia a cualquier lindero sobre el cual puedan llegar a existir construcciones no inferior a 0.9m.

General.- El tanque subterráneo Elutron de Plasteel, se encuentra listado en U.L. 1746 y 58 como tanque enchaquetado que proporciona protección de corrosión y 360 grados contención secundaria. El tanque subterráneo Elutron debe instalarse según éstas instrucciones de instalación, y bajo el último Código de Líquidos Inflamable y Combustible, NFPA 30 para los tanques subterráneos. Así mismo debe considerarse las normas de instalación dictadas por las Autoridades locales.

El instalador y/o dueño deben leer y deben estar familiarizado con las instrucciones de la instalación del tanque de Elutron. Para activar la garantía del tanque Elutron de Plasteel, el certificado debe ser completado y firmado para luego ser devuelto al fabricante. Si el tanque se guardará por mas de 30 días sobre tierra, consulte al fabricante sobre los procedimientos que se deben aplicar. Los productos que se almacenen en el tanque Elutron no deben exceder 150° Fahrenheit.

Inspección Visual.- Antes de colocar el tanque en el agujero donde será enterrado, inspeccione daños visibles en su parte exterior. Si el tanque exterior se daña, llame a la fábrica para consultar con respecto a los procedimientos de la reparación correctos.

Manejo o Manipulación.- Una buena construcción debe estar acompañada con una buena práctica de manejo y manipulación del tanque, sentido común y seguridad. Los tanques de Elutron no serán dejados caer o se rodarán fuera del vehículo de entrega hacia la tierra o en el agujero. Debe usarse el gancho de levantamiento o ganchos proporcionados en combinación

con la capacidad apropiada de descarga del equipo grúa. Es responsabilidad del dueño proporcionar el personal calificado así como el equipo grúa apropiado en base al peso del tanque. Es preferible que el ángulo del cable que se utiliza para el izaje del tanque sea de 60 grados y nunca debe exceder 120 grados.

Profundidad de la excavación, espesor de la cama de asentamiento.- Siga todas las regulaciones locales aplicables y códigos. Al excavar, permita un vacío de mínimo 6" para asegurar el tanque. Para la capa de entierro mínima, consulte NFPA 30. Si la tapa de entierro encima de la cima de tanque excede cinco pies, consulte a la fábrica. Los materiales de instalación deben estar limpios, el área libre y la arena debe ser gruesa. Permita un mínimo de 12" de distancia entre la superficie de tráfico y todas las instalaciones realizadas en el tanque. Daños en el tanque pueden ocurrir (Figura 3.3) si las superficies de tráfico y sus cargas son transmitidas directamente al tanque.

Sistema de Anclaje.- La decisión para usar un sistema de fijación o anclaje es responsabilidad del dueño (figura 3.4).

Daños al tanque pueden ocurrir si el tanque es expuesto a movimientos. Consulte a la fábrica para el número, tamaño y tipo de material que debe usarse al instalar el tanque sobre una cama de concreto. Usted puede instalar firmemente el tanque sobre una cama de concreto usando una separación mínima de 6" entre la placa de concreto y la parte central inferior del tanque.

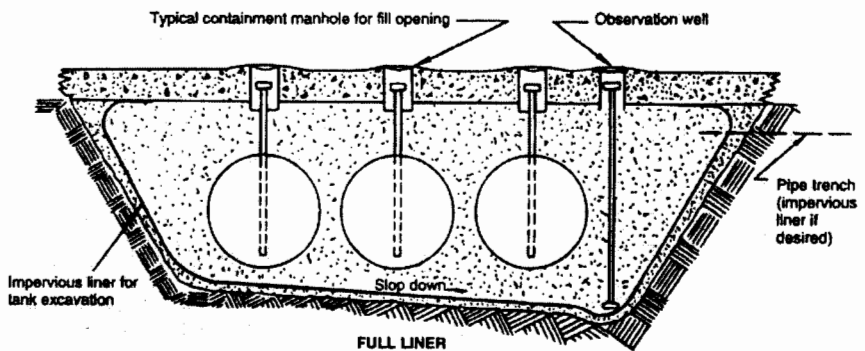


Figura 3.3: Instalación de tanques de almacenamiento

Pruebas que deben realizarse al tanque.- Antes de la instalación verifique si el intersticio del tanque vino con vacío. Se debe confirmar el catálogo suministrado por el fabricante la presión de vacío inicial para comparar con la llegada a obra. La presión debe ser la misma para asegurar que el contenimiento secundario este intacto garantizando su funcionamiento. Si la presión no es igual, llame a fábrica. Después de la instalación se

deben realizar los ajustes a todos los accesorios del mismo (tapa superior y tapones) para probar su hermeticidad con una prueba neumática. Aplique una presión de 5 PSIG al interior del tanque durante 12 horas a fin de asegurar su correcta operación. Nunca aplique una presión mayor a 5 PSIG ya que podrían ocurrir daños en el tanque. Aísle conductos y tuberías del tanque antes de probar las tuberías a presiones más altas.

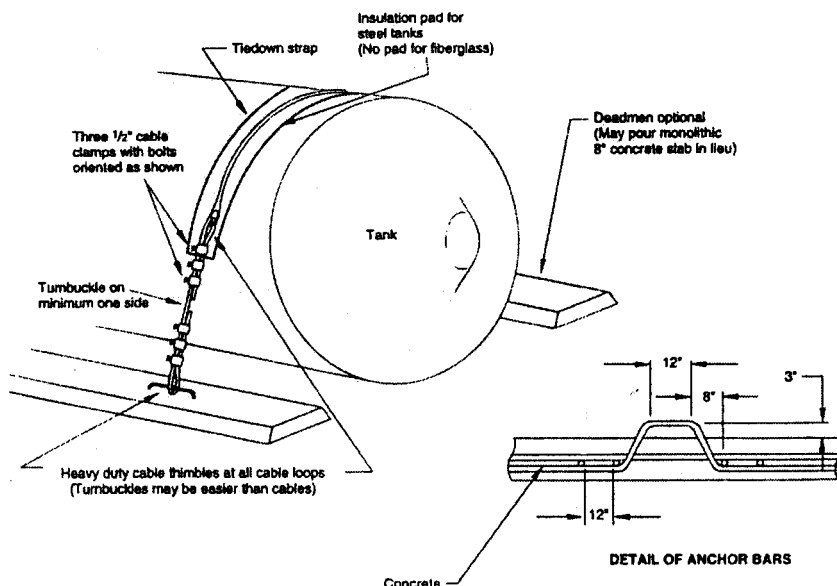


Figura 3.4: Sistema de anclaje de tanques de almacenamiento

Presiones de funcionamiento.- El tanque primario debe dar salida a presión atmosférica salvo el uso con un sistema de recuperación de vapor, con tal de que la presión o el vacío no

excede 1 psi (6.9 kpa). Ver normas de instalación dadas por la NFPA 30 (Anexo 10). El espacio intersticial no requiere salida. Se recomienda que el intersticio se selle al contacto del aire.

3.2.2 Bombas sumergibles a prueba de explosión

Son dispositivos encargados de transportar el combustible desde el tanque de almacenamiento hasta los dispensadores de despacho de combustible. Existen diferentes tipos de bombas en el mercado, que se seleccionaran de acuerdo a las condiciones de trabajo. Mientras más posiciones de despacho estén alimentadas de un mismo tanque, se necesitara una bomba que pueda mantener la presión de trabajo. (Figura 3.5)



Figura 3.4: Bomba Sumergible

En el mercado ecuatoriano existen tres marcas con representación local (tabla No.10), siendo la de mayor reconocimiento internacional por su correcto y confiable funcionamiento la Red Jacket.

En el Anexo 4 se observa las curvas de rendimiento de cada bomba, en base a la cual se realiza la selección.

Marca	Modelo	Potencia	Costo (USD)
Red Jacket	X3	1½	1320*
Fe Petro	STP150	1½	1650
Tokheim	Tk 1½	1½	1820

* Estación de servicio posee dentro de sus equipos tres bombas

Tabla No. 10: cuadro comparativo de bombas por marca

De las curvas presentadas en el Anexo 4 se pudo obtener la información presentada a continuación que sirvió para determinar la reutilización de las bombas sumergibles que la estación de servicio tenía anteriormente en operación.

Se debe considerar como requisito de funcionamiento de los dispensadores un caudal de 20 GPM:

Bomba Red Jacket: De la curva presentada en el anexo 4, se obtiene que la presión de trabajo para ese flujo es de 43PSI.

Bomba Fe Petro: De la curva presentada en el anexo 4 obtenemos que el cabezal total es 96ft para el flujo de 20GPM.

$$\text{PSI} = (\text{carga ft} \times \phi_{\text{gasolina}}) / 2.31$$

$$\text{PSI} = (96 \times 0.75) / 2.31$$

$$\text{PSI} = 31.17$$

En base a los cálculos realizados se seleccionó la bomba sumergible Red Jacket. Esta bomba esta en capacidad de mantener mayor presión en la línea y por lo tanto evitar que el flujo de combustible en los dispensadores disminuya por operación de los mismos simultáneamente. Adicionalmente la bomba Red Jacket tiene menor costo y cuenta con el soporte técnico y representación de fábrica.

La bomba sumergible X3 de tres etapas de 1 ½ hP de 4", capaz de abastecer con presiones de 30psi a 12 pistolas

simultáneamente. La bomba X3, de 3 etapas, proporciona mayor presión para un mejor rendimiento de los sistemas más pequeños de bombeo que experimentan aumento de restricciones de flujo. Entre las principales características de la bomba tenemos:

- Disponible en modelo estándar y AC.
- Resuelve la pérdida de flujo causada por el aumento de restricciones que algunas veces se encuentran en sistema de recuperación de vapor.
- Incrementa el rendimiento a través de dispensadores de alta capacidad.
- Puede ser empalmada a un múltiple para ofrecer un rendimiento similar a algunos modelos de bombas sumergibles Big Flo.
- Proporciona la facilidad de uso y de mantenimiento de 4" en aplicaciones de mayor flujo.
- Utiliza los detectores mecánicos de fuga Red Jacket.
- Disponibilidad de reemplazos y conjuntos desmontables de bomba / motor para rápido y eficiente rendimiento en los modelos estándar y AG.



3.2.3. Tuberías de distribución

Para transportar el combustible desde los tanques de almacenamiento hasta los dispensadores o surtidores, debe existir un medio físico que permita realizarlo con total seguridad. A fin de conservar el medio ambiente y evitar la contaminación del suelo, se debe mantener el concepto de doble recubrimiento o doble pared, por lo que se deberán evitar uniones enterradas e inaccesible que constituyan un riesgo potencial a futuro. En el mercado mundial existe un sin número de sistemas de tuberías de distribución de combustible, pero muy pocas han logrado demostrar su calidad y seguridad a través de los años. (Tabla No. 11: Tipos de Tuberías por Marca)

Marca	Modelo	Representante	Índice Ambiental
Environ	Geoflex	Fas Tech	9
Buflex	Buflex 2C	N/A	4
TotalContainment	Piscis	N/A	5
OPW		La Llave	5

Tabla No. 11: Modelos de tubería flexible

El índice ambiental ha sido dado de acuerdo al número de incidentes ambientales provocados por falla de la tubería. Se

considera una escala del 0 (falla continua de la tubería) – 10 (excelentes resultados de funcionamiento). El valor de 5 ha sido dado a tuberías relativamente nuevas en el mercado.

La tubería flexible de material polimérico Environ, ha demostrado ser un medio seguro y eficaz para el transporte o distribución de combustible en estaciones de servicio por su calidad y durabilidad, llegando a ofrecer hasta 20 años de garantía por su sistema. Debido a su calidad comprobada y a que posee representación autorizada por fábrica en nuestro país, el sistema de distribución de combustible ENVIRON fue el seleccionado.

Características generales.- Environ ofrece una línea completa de productos, tuberías flexibles y conexiones que proporcionan medios ambientalmente seguros para transportar combustibles almacenados en tanque subterráneos hasta los dispensadores de combustible.

La variedad de tubería y conexiones para las mismas disponible permiten cualquier tipo de combinación de conexión para

satisfacer cualquier requerimiento en el diseño de la estación de servicio.

Las tuberías flexibles han demostrado ser más seguras que las tuberías rígidas convencionales que requieren numerosas conexiones y arreglos adicionales. Además las tuberías flexibles han demostrado que su instalación puede ser considerablemente más rápida y probablemente con un costo menor que el de las tuberías rígidas.

El sistema de distribución Environ clasifica a su tubería para: Distribución (Geoflex) y Venteo de gases (GeoVent). Tanto la tubería Geoflex de pared doble y la GeoVent de pared sencilla están listadas con Underwriter's Laboratories, Inc. (UL) para productos de petróleo, alcoholes y mezclas de gasolina y alcoholes.

La tubería Geoflex-D de doble pared tiene tanto al contenedor primario como al secundario listado en el archivo # MH25100 y catalogado como: contenedor secundario no metálico para el sistema de tuberías subterráneas para productos de petróleos,

alcohol y mezclas alcohol-gasolina. El GeoVent de pared simple esta listado en el archivo #MH16678 y catalogado como: ventilador subterráneo / recolector de vapor de tuberías para productos de petróleo, alcohol y mezclas alcohol-gasolina.

Los fluidos de los productos transferidos no deberán exceder el máximo de las presiones de operación indicadas en cada tamaño de la tubería y una temperatura de fluido de 52° C. El sistema de distribución Environ esta diseñado para trabajar con materiales combustibles como gasolina, metanol, etanol, keroseno, gasohol, combustible de alcohol, diesel, aceite de motor.

Tubería de suministro Geoflex.- Geoflex es una tubería de suministro flexible diseñada para enterrarla directamente así como enterrarla indirectamente por medio de un ducto flexible llamado GeoDuct para tener la capacidad de reemplazarla en un futuro. La tubería de suministro Geoflex es una construcción totalmente garantizada con refuerzos en fibras trenzadas. La capa interior de la tubería es suave, por lo que permite un flujo hidráulico eficiente y es impermeable a la gasolina, alcohol y

una gran variedad de combustible y químicos. El exterior de la tubería también tiene una capa protectora que permite que el tubo sea atacado por microbios u otros químicos.

La tubería de suministro Geoflex está disponible en una pared o doble pared en tamaños continuos para cubrir los diferentes tipos de aplicaciones del sector industrial. Environ ofrece tres tipos de sistemas de conexiones de tuberías para usarse con el sistema Geoflex. Estos tres tipos de conexiones pueden acomodarse en una gran variedad de diseños e instalación de aplicaciones. Para nuestro trabajo hemos seleccionado el sistema de conexiones Swivel.

Conexiones con Swivel.- Estas conexiones de tuberías fueron elaboradas por acero protegido desarrollando una tuerca de conexión con Swivel con un sello de junta de Viton. Las conexiones con Swivel requieren la utilización de la máquina de Acoplamiento Environ para conectar las tuberías. (Figura 3.6)

Los acoplamientos y conexiones con Swivel son de pared sencilla y se usan para interconectar tuberías Geoflex-S y

tuberías Geoflex-D . Estos acoplamientos y conexiones de acero listados en el UL no deberán ser enterradas directamente sino que deberán instalarse dentro de contenedores.

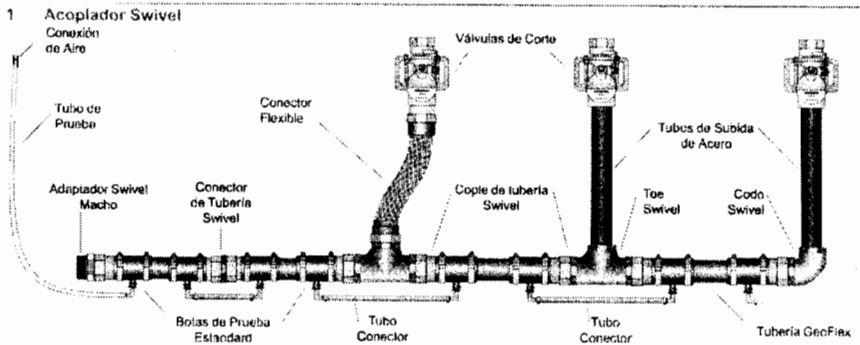


Figura 3.6: sistema de acople de tubería Environ tipo Swivel

Las tuberías de pared doble requieren el uso de botas de prueba de hule para sellar el espacio intersticial de las tuberías flexibles Geoflex-D. Para las aplicaciones Geoflex-D de pared doble que están ensambladas en serie, las uniones metálicas deberán ser equipadas con conectores que permitan una continuación del espacio intersticial de la tubería. Para tanto la tubería Geoflex-S como para la Geoflex-D se montan en el extremo de la tubería flexible usando la máquina de Acoplamiento Environ. Cada acople incluye una inserción de acero inoxidable un barril de acero inoxidable, una tuerca Swivel de acero inoxidable y un empaque delgado de Viton. Estos

acoples requieren un plato de forjado diferente que el que se usa para los acoplamientos coaxiales. La tubería Geoflex-S-D requiere los siguientes accesorios para su instalación y montaje:

Sumideros o contenedores para dispensadores: esta aplicación incluye el uso de un contenedor de tanque interconectado con uno o más contenedores de dispensador usando tuberías Geoflex-D que puede ser enterradas directamente o dentro de un GeoDuct. Los sumideros o contenedores tienen como misión recolectar o contener posibles derrames producto de interconexiones realizados en los mismos. (Toda unión o acople entre tuberías, tubería-bomba sumergible, tubería-dispensador, deberá realizarse dentro de un sumidero para asegurar la protección del medio ambiente y evitar contaminación del suelo).

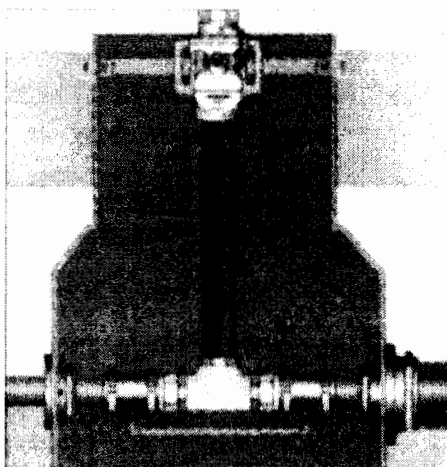


Figura 3.7: sumidero de dispensador

Adaptador macho swivel: Los adaptadores macho swivel se diseñaron para conectar un extremo de tubería flexible (con conexión Swivel) con una rosca hembra. Estos adaptadores metálicos tienen una rosca macho en uno de sus extremos y una rosca macho en Environ para una conexión de Swivel en el otro. Generalmente se utiliza para acoplar la tubería Environ a la bomba sumergible.

Conectores swivel: Estos conectores se diseñaron para conectar dos secciones de tuberías flexibles con conexión Swivel y no pueden ser enterradas directamente. Se requiere que se instale en un contenedor. Cuando se usa con tubería Geoflex-D, se recomienda que se utilicen con botas de pruebas.

"T" Terminal de swivel: Las "T" terminales se usan en el sistema de tuberías de presión cuando están ensambladas en serie. Sirve para conectar dos extremos de tuberías flexibles con Swivel con una tubería de subida en la apertura vertical. Las "T" terminales solo se usan en dispensadores. Cuando se usa con una tubería Geoflex-D, use botas de prueba.

Codo swivel: Los codos se usan tanto en el sistema de tuberías de presión como de succión sean las tuberías en serie o directas. Sirve para conectar una sección de tuberías flexibles con Swivel con una tubería de acero de subida. Solo puede usarse en dispensadores. Cuando se usa con tuberías Geoflex-D se recomienda que se utilicen botas de prueba.

Botas estándar d y reductoras de pruebas: Las tuberías Geoflex-D pueden utilizar botas de prueba estándar y pequeños tubos de plásticos con el objetivo de proporcionar acceso a un espacio intersticial de las tuberías Geoflex-D. Un extremo de la bota se adhiere en la parte exterior de la cubierta verde secundaria de la tubería y el otro extremo de la bota se adhiere en la parte exterior de la abrazadera de la conexión de Swivel (botas estándar). Las botas incluyen una bota de plásticos y dos abrazaderas sin fin.

Tubos de pruebas: Estos Tubos plásticos de 36" de longitud se diseñaron para proporcionar acceso al principio y final del espacio intersticial de las líneas de pared doble Geoflex-D y realizar pruebas periódicas de presión de aire. Existen dos tipos:

Uno es usado con botas y está equipado con un adaptador para manguera en forma de codo y una abrazadera sin fin de acero inoxidable en la parte inferior para inserción y sellado en el puerto de prueba. Disponible en diferentes tamaños para acoplarse con conexiones de 1-1/2, 2",3. (Los tubos conectores no pueden usarse con las conexiones coaxiales o conexiones Geoflex-S).

Soportes cruzados: Estos soportes de dos piezas se utilizan para separar tuberías flexibles GeoVent y Geoflex en cualquier trayecto donde se intercepten, proporcionando suficiente soporte para prevenir que la tubería superior deforme a la inferior.

Herramientas del instalador: Environ ofrece una variedad de herramientas al instalador de las compañías constructoras para una rápida instalación adecuada y que la garantía cubra el producto, deberán usarse solo equipos y productos Environ.

Planeación de la instalación.- El diseño de la ruta de las tuberías seleccionado depende de la cantidad y orientación de

los dispensadores, el tipo de sistema (ya sea de presión o succión) y el diseño de la construcción.

Un requerimiento del diseño es el que todas las tuberías entre los contenedores sea continuas. Líneas de tubería sencilla o dobles deberán ser usadas dependiendo del total de dispensadores a ser utilizados y la locación y orientación de las islas. El criterio de orientación utilizado para el sistema de tuberías de Geoflex es considerablemente diferente que el del sistema rígido convencionales. Ya sea para construcciones nuevas o modificadas, una buena planeación de instalación es requerida para asegurar que quede todo bien. Environ recomienda pruebas hidrostáticas en todas las tuberías después de la instalación para verificar que todas las conexiones estén propiamente sellada.

a. Recorrido sencillo en series: Este sistema se usa para los sistemas de "presión" donde una línea de tubería se interconecta con todos los dispensadores del producto. (Figura 3.8: recorrido sencillo en serie de tubería Environ).

b. Recorrido Dual en serie: Este sistema se usa para los sistemas de presión donde dos líneas de tuberías se interconecta con todos los dispensadores del producto divididos equitativamente. (Figura 3.9: recorrido doble en serie de tubería Environ).

Criterio de diseño de las tuberías.- Cuando se diseñen o instalen sistema de tuberías Geoflex, utilice los siguientes criterios:

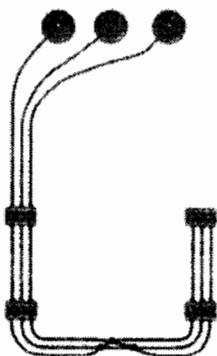


Figura 3.8

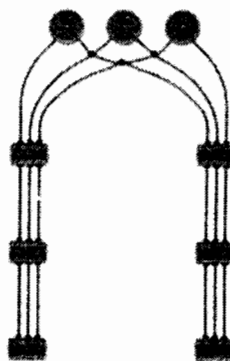


Figura 3.9

Curvas en las tuberías: Las zanjas en las tuberías deberán ser hechas con curvas suaves. Las curvas de tuberías flexibles requieren un radio específico dependiendo de un radio específico dependiendo del diámetro de la tubería. (Tabla No.12: radios mínimos de curvatura)

Diámetro de Tubería	Radio de Curvatura
0.75"	18"
1.50"	24"
2.00"	24"
3.00"	48"

Tabla No.12: radios de curvaturas mínimos para tuberías

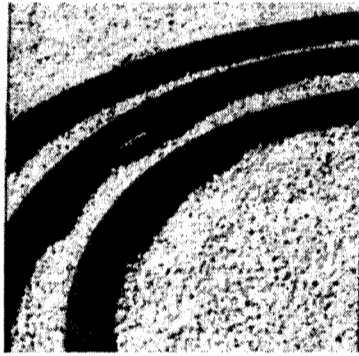


Figura 3.10: Radios de curvatura para tuberías Environ

Cruces de tuberías: Para los sistemas de tuberías flexibles que tengan cruces instale soporte de cruzado en cada intersección.

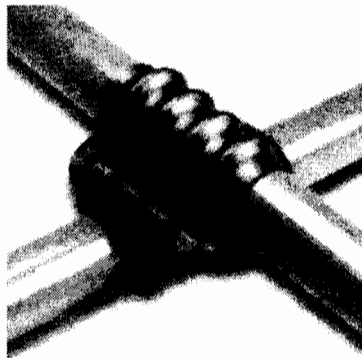


Figura 3.11: soporte cruzado

Desnivel en la tubería de ventilación: Si se utiliza el GeoVent para líneas de ventilación, asegúrese que haya un desnivel adecuado hacia el tanque.

Requerimientos para enterrar tuberías.- A pesar que los sistemas Geoflex, GeoVent y GeoDuct son fuertes, son flexibles y tienen que ser enterrados de forma que no se compriman. Al enterrarlos dependen de una adecuada preparación de las zanjas, material de relleno y profundidad de excavado para estar conforme al requerimiento de garantía.

Dimensiones de la zanja: La zanja de las tuberías debe ser excavada en tal manera que el ancho sea al menos el doble del tamaño del ancho de todas las tuberías flexibles comprendidas en la misma. Todas las tuberías deben ser posicionadas en la zanja de manera que cada una este a una distancia mínima de 2" (50mm). Las curvas de las zanjas deberán ser pronunciadas en vez de ángulos rectos a menos que se utilicen codos. Las superficies de las zanjas deberán ser lo mas uniforme posible para evitar que haya zonas elevadas y que el producto fluya en

forma suave en la tubería. Remueva todas las rocas y objetos de la superficie de la zanja antes de poner el material de relleno.



Figura 3.12: Dimensiones de la zanja para enterrar tubería

Material de relleno: Los materiales aprobados para las tuberías flexibles Geoflex, GeoDuct y GeoVent deberán cumplir con las siguientes especificaciones:

Gravilla: Se permite gravilla con un diámetro mínimo de 1/8" y un máximo de 1/4".

Piedra quebrada: Se permite piedra quebrada siempre y cuando este limpia y sea del tipo que tiene un tamaño de 1/8" y 1/4" (cumple los requerimientos ASTM C-33 párrafo 9.1)

Arena: Arena de río o cualquier otro tipo de arena aprobado es permitido, siempre y cuando este limpia. Cuando se pongan los

rellenos, asegúrese que la arena este distribuida uniformemente y puesta alrededor de la tubería. (Un mínimo de 6" (150mm) de material aprobado debe ser esparcido a lo largo del fondo de la zanja. Todo material de relleno debe estar seco y libre de hielo, nieve y objetos extraños. Usar material ajeno a la lista de materiales anteriormente mencionada sin previa autorización por escrito de Enviro ocasionara una anulación de la garantía del producto.

Pendiente de la tubería Geoflex: Si una pendiente continua o desnivel es requerido desde el último dispensador en su recorrido al tanque, entonces el tanque deberá ser enterrado a una profundidad suficiente y la altura de la entrada de la tubería hacia el dispensador deberá tener la suficiente elevación para que se mantenga una pendiente de 1/8" por pie lineal.

Las ramificaciones de tubería que están diseñadas para cumplir con las especificaciones de la Garantía de los sistemas Geoflex deben ser usados junto con el censor del sistema de detección de fugas en línea de Environ. Si se desea una garantía del sistema, la diferencia de elevación en las tuberías entre dos

dispensadores no tiene que ser mayor que 30". El censor de la tubería tiene que estar instalado en el último dispensador o contenedor de tanque (cualquiera que sea el que se encuentra a menor elevación)

Relleno de la zanja de la tubería: El relleno en los sistemas de tuberías Geoflex deberá realizarse solo después de haber probado la integridad de las tuberías primarias y las secundarias. Antes de realizar el relleno completo esparza el mismo entre las tuberías y los extremos de la zanja para garantizar que las mismas mantengan una distancia mínima de 2"(50mm) entre ellas y el borde de la zanja. El relleno final deberá realizarse lentamente y uniforme para no perturbar el espacio entre las tuberías. Se recomienda una prueba de aire después del relleno para asegurarse que el proceso de relleno no haya dañado las tuberías.

Recubrimiento: El tipo de superficie utilizado arriba de la tubería puede tener un efecto de sobrecarga en la tubería flexible. Siga las especificaciones de recubrimiento siguientes:

a. Superficie no pavimentadas: en las superficies no pavimentadas deberá ser instalado un mínimo de 12"(300mm) de material de relleno aprobado en la parte superior de la tubería flexible Geoflex, GeoVent y GeoDuct.

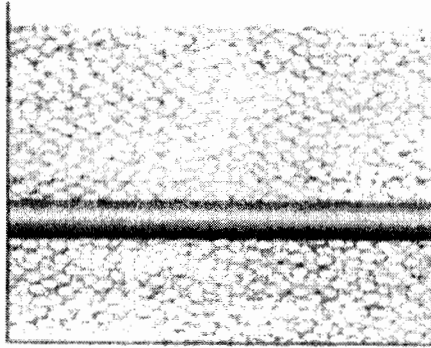


Figura 3.13: material relleno para superficie no pavimentadas

b. Superficies Asfaltadas: si la superficie tiene un mínimo de 2"(50mm) de asfalto, entonces se debe poner un mínimo de 6"(150mm) de material aprobado de relleno que separe las tuberías Geoflex, GeoVent o GeoDuct del asfalto.

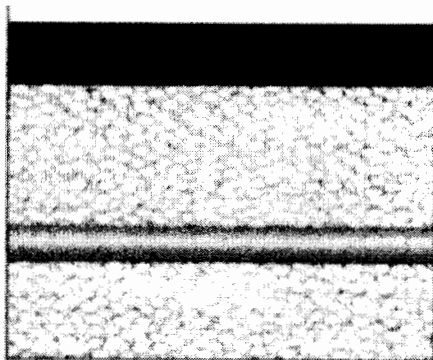


Figura 3.14: material de relleno para superficies asfaltadas

Superficie de concreto: si la superficie tiene un mínimo de 4" (100mm) de concreto, se deberá poner un mínimo de 4"(100mm) de material aprobado de relleno para que separe a las tuberías Geoflex, GeoVent o GeoDuct del concreto.

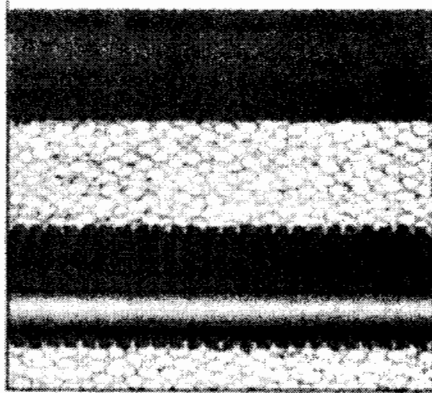


Figura 3.15:Material de relleno para superficies de concreto

3.2.4. Dispensadores de combustible

Los dispensadores de combustible son los encargados de controlar el despacho de combustible al consumidor final. Son equipos remotos controlados por una persona o por una consola, que son los encargados de dar instrucciones o autorización de despacho.

La E/S poseía instalados dispensadores marca Gilbarco que fueron reutilizados. Los dispensadores de combustible Gilbarco son equipos reconocidos en el ámbito mundial por su alto desempeño y sobre todo fácil mantenimiento. Gilbarco es proveedor de grandes industrias petroleras entre las que podemos citar: ExxonMobil, Shell, Texaco, BP, etc.

La E/S La Luz esta dividida en dos zonas, una para vehículos livianos y otras para vehículos pesados. Para cubrir con las posiciones de llenado obtenidas del estudio presentado en el Anexo2, se seleccionó el dispensador Gilbarco modelo MPD (Figura 3.15), mientras que para la zona de vehículos pesados se selecciono equipos de alto caudal Gilbarco modelo Legacy.

3.2.5. Equipos de seguridad contra incendio y derrame

Los sistemas de distribución de combustible poseen un sin número de dispositivos o equipos de seguridad a fin de garantizar una operación segura. Entre los más importantes podemos citar:



Figura 3.16: Dispensador de combustible MPD

Válvulas de seguridad o de impacto.- Son dispositivos que se encuentran ubicados en la parte inferior de los dispensadores de combustible.

Sirven de nexo entre el dispensador y la tubería de distribución.

Su función es la de servir como medio de corte de flujo en caso de que un dispensador sea movido de su posición de instalación por un agente externo; es decir, si un dispensador es chocado por un auto la válvula se acciona impidiendo que el combustible se riegue y evitando que se produzca un conato de incendio.

Esta formado por dos cuerpos de tal forma que al ser accionada un cuerpo se separe de otra cerrando el paso de combustible.

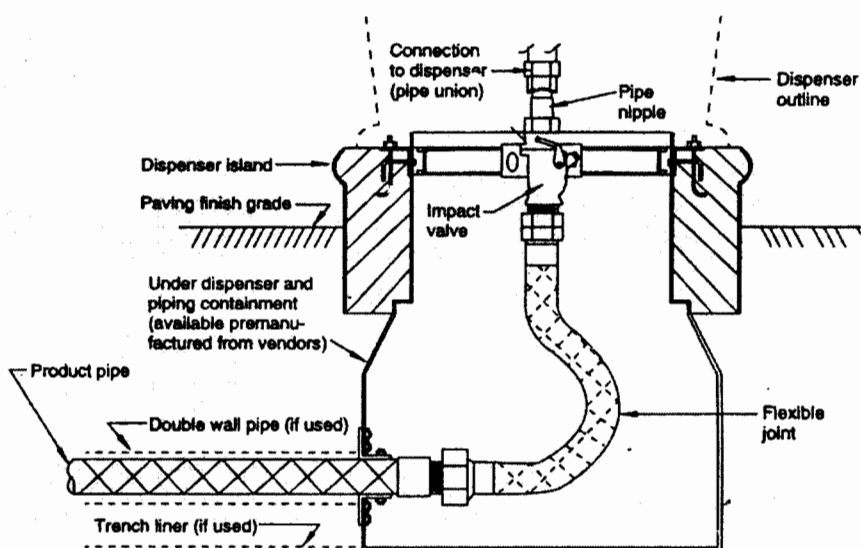


Figura 3.17: Válvula de impacto instalada en sumidero

Válvulas de sobrellenado.- Consiste básicamente en un sistema flotador que conforme se incrementa la altura de producto en el

tanque, este restringe los desfuegos de gases por los tubos de venteo evitando se produzca un sobrellenado de tanque, y por lo tanto evita que se riegue producto al medio ambiente.

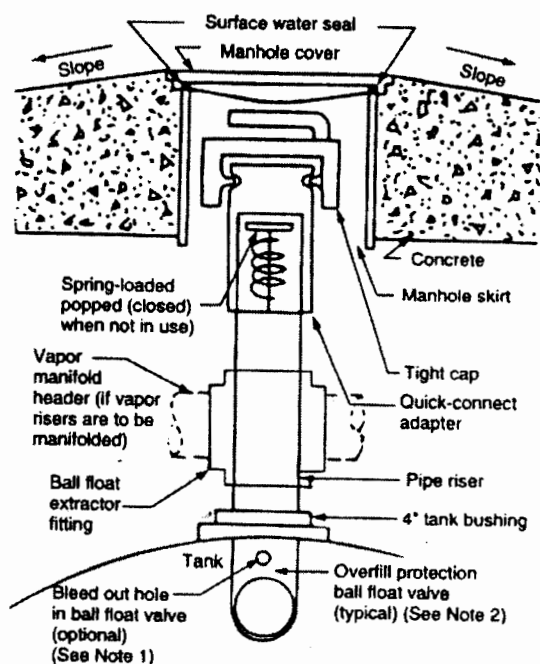


Figura 3.18: Válvula de sobrellenado

Eliminador de turbulencia.- consiste en un tubo de aluminio colocado en la tubería de descarga de producto hacia el tanque. Su función es la de transportar el combustible desde la boca de llenado del tanque hasta el fondo del mismo sin formar turbulencias que produzcan burbujas de aire que pueden ser absorbidas por la bomba sumergible y causar una caída de

presión en el detector de fuga bloqueando el paso de combustible.

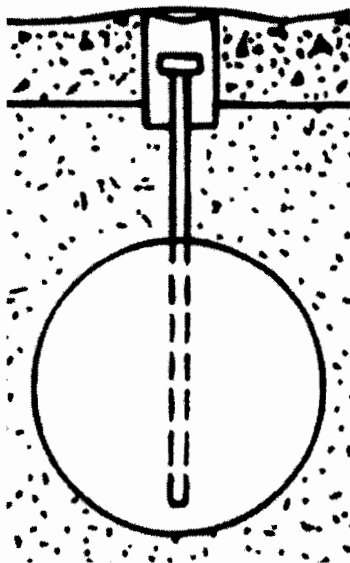


Figura 3.19: eliminador de turbulencia

Contenedor de derrame.- Tienen una capacidad de 5 galones y esta diseñado para evitar se riegue combustible al piso producto del descargue del mismo desde el tanquero de abastecimiento. Así mismo facilita la devolución de producto extraído del tanque producto de calibraciones internas o externas realizadas en los dispensadores de combustible. Se encuentra instalado sobre la tubería de descarga de producto y sirve como guía para el tubo de descarga y eliminador de turbulencia. En el interior del contenedor se instala la boca de llenado de 4”.

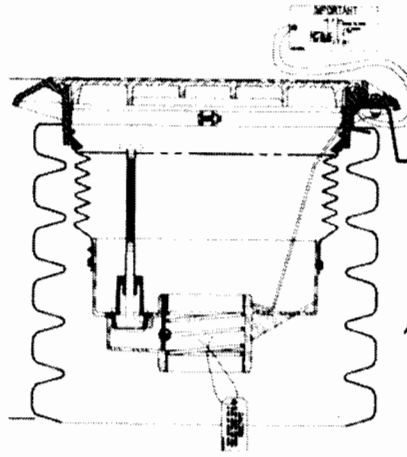


Figura 3.20: contenedor de derrames de 5Gls.

Acoples de boca de llenado y codo de descarga.- Forman un medio hermético durante el proceso de descarga de combustible desde la tracto mula hacia el tanque de almacenamiento. Se encuentra instalado dentro del contenedor de derrames de cinco galones.

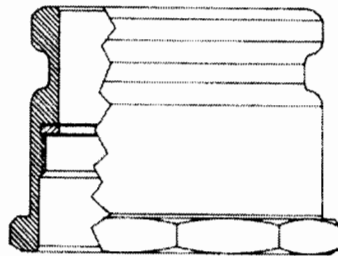


Figura 3.21: Boca de llenado de 4"

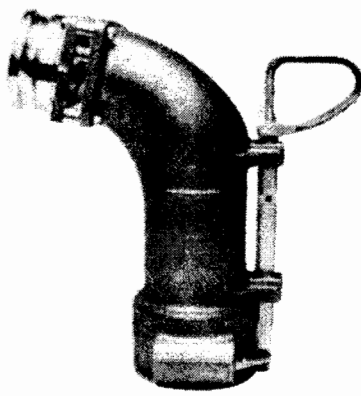


Figura 3.22: Codo de descarga

Tapa de boca de llenado.- Evita el ingreso de cuerpos extraños desde el exterior hacia el tanque de almacenamiento de combustible. (Agua, polvo, basura, etc.)

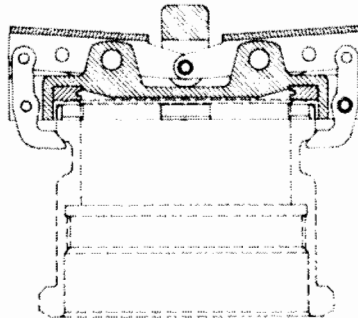


Figura 3.23: tapa de boca de llenado de 4"

Tapa de acceso al tanque con resistencia de 20000lbs.- Están ubicadas sobre los sumideros o contenedores de los tanques de

almacenamiento de combustible. Son de construcción de Acero fundido y poseen una capacidad de carga de 20000lbs. Se encuentran ubicadas en el pavimento o concreto de piso en el área de tanques y sirven como medio de acceso entre la superficie exterior y el manhole del tanque.

Pozo Monitores.- Son tuberías de PVC (diámetro mínimo de 2") instaladas alrededor de los tanques de almacenamiento de combustible (profundidad de 12') cuya función es la de servir como punto de inspección desde el nivel de piso. En los pozos monitores se pueden medir el nivel freático del terreno y además la presencia de combustible en el agua del suelo. La presencia de combustible en los pozos monitores indica que puede haber una posible fuga de producto ya sea en el sistema de distribución o de almacenamiento de combustible.

Extintores para sumideros de dispensadores.- Se encuentran ubicados en los sumideros de dispensadores y están diseñados para activarse a una temperatura de 60 grados centígrados; es decir, al detectar una llama en el dispensador automáticamente descarga su contenido para apagar un conato de incendio.

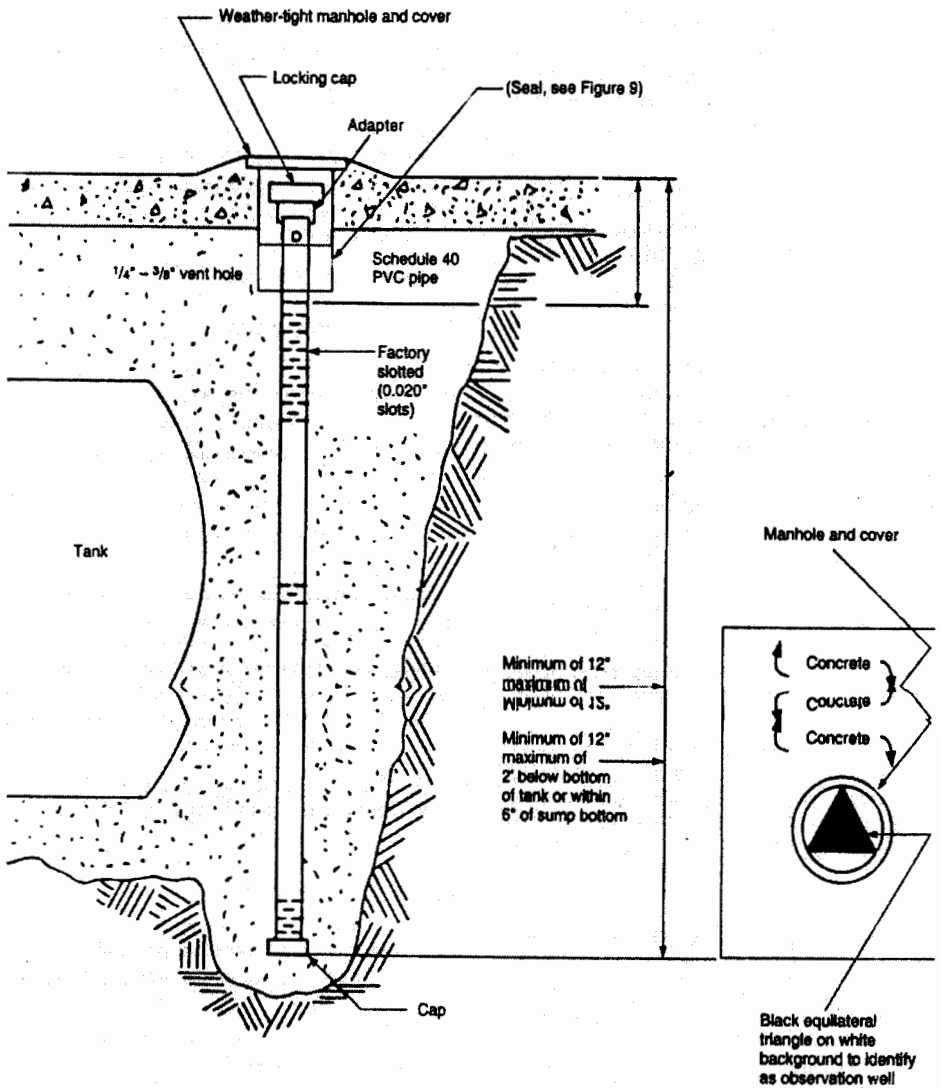


Figura 3.24: Pozo monitor

Detectores de fugas.- son mecanismos encargados de medir caídas de presión en el sistema de distribución de combustible y van instalados en la bomba sumergible. El detector al censar



Figura 3.25: extintor de sumidero

una caída de presión bloquea el flujo de combustible evitando posibles contaminaciones y pérdida de producto. Los detectores de fuga pueden ser mecánicos (de pistón o diafragma) o electro-mecánicos (no recircular el combustible como los mecánicos sino que apagan la bomba sumergible). Los detectores de fuga

electromecánicos son tienen un mayor rango de acción que los mecánicos.



Figura 3.26: Detector de fuga

Válvula de sellado de mangueras o Breakaway.- Es un acoplamiento de desconexión en seco diseñado para prevenir daño a los dispensadores y las mangueras, y peligrosos derrames de gasolina causados por conductores que arrancan sin antes sacar la pistola. El breakaway debe ser registrado con el sello U.L. Para su instalación se debe utilizar una manguera de 6" de largo.



La fuerza total axial necesaria para desconectar un Breakaway, independientemente del retractor de la manguera o la presión de la bomba es siempre de 90 a 200 PSI.

**Acoplamiento reutilizable
SafeBreak® A19**

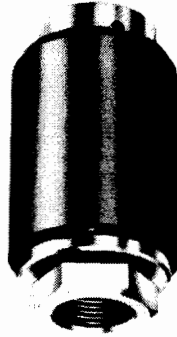


Figura 3.27: Breakaway

Pistolas de despacho.- Se encuentran ubicadas en los dispensadores de combustible y sirven de medio de despacho hacia los automotores.

El sistema de fabricación debe permitir una máxima rapidez de flujo y asegurar un cierre suave y controlado. El llenado por completo debe ser fácil. El cuerpo de la pistola es una sola pieza fundida rugosa de aluminio para la máxima protección de las partes internas, y balanceadas para un manejo suave y fácil.

Filtros de combustible.- Los filtros de combustible son elementos encargados de absorber o disminuir las impurezas del combustible de acuerdo a su capacidad.

Mangueras.- Son elementos muy importantes durante la operación de abastecimientos y las más susceptibles a danos. Se recomienda que las mangueras de despacho de combustible cumplan por lo menos con los siguientes requisitos:

- Excelente flexibilidad
- Mínimo cambio volumétrico
- Cubierta de nitrilo o cualquier material diseñado para resistir hidrocarburos.
- Alma de acero para darle mayor resistencia.

Sistema de Monitoreo de distribución de combustible Veeder Root.- Es un sistema revolucionario para el control de fugas en los sistemas de distribución de combustible. Esta formado por una consola central que recibe señales tanto de una sonda que controla el nivel de agua y combustible en el tanque de almacenamiento como del detector de fugas. Cualquier situación

diferente a los parámetros establecidos como operación normal producirá que la consola desconecte la bomba sumergible y envíe una señal de alarma. La bomba no podrá ser reconectada a menos que se corrija la falla encontrada.



Figura 3.30: Consola de monitoreo de tanques y tuberías

3.3 Determinación del presupuesto de obra en base a precios unitarios y cantidades de obra.

Se estableció un presupuesto referencial para la ejecución de la obra. El mismo fue realizado en base a precios unitarios pactados con anterioridad en una licitación realizada por nuestro cliente. En el Anexo No. 5 se encuentra el listado de precios unitarios con cantidades de obra por ítem calculadas en sitio antes de ejecutar el trabajo. Las cantidades ofertadas variaron un poco debido a que durante la ejecución de la remodelación de la estación de servicio se encontraron



Figura 3.28 Pistola de combustible

Swivel o conectores giratorios.- Este tipo de dispositivo permite que la manguera y la pistola se muevan suave y libremente en un solo plano o eje, permitiendo un manejo más fácil. El Swivel en conjunto con un acople giratorio permiten lograr giros en todos los planos o ejes, logrando mantener la pistola en una posición cómoda y vertical.

**Conector Giratorio
Laser™ A103**

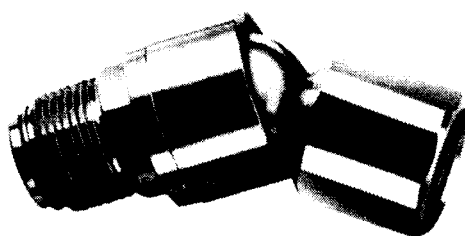


Figura 3.29: Swivel o acople giratorio

imprevistos que no fueron calculados. Adicionalmente se realizaron trabajos adicionales solicitados por nuestro cliente conforme se desarrollaba la obra.

3.4 Cronograma de ejecución de obra

En el Anexo No. 6 se muestra el cronograma de obra establecido para la ejecución del proyecto de acuerdo a las cantidades de obra estimadas en sitio.

Durante la ejecución de la obra se encontraron algunos inconvenientes. Durante la demolición de patios (concreto reforzado) se pudo observar una segunda capa de piso de igual espesor bajo la que se encontraba en demolición, esta segunda capa ocasionaría que el tiempo asignado a los trabajos de demolición y explanación incrementara provocando un retraso a la obra.

Se realizó una reunión con todas las personas involucradas en el proyecto de tal forma que cada una de ellas pueda constatar los inconvenientes encontrados. Se les informó que estos imprevistos provocarían un retraso en el tiempo asignado para concluir la

remodelación de la E/S La Luz. Después de las debidas explicaciones, en común acuerdo se otorgo tres días adicionales a los pactados para terminar el proyecto.

3.5 Resultados obtenidos

El 10 de septiembre del 2001 se inician los trabajos de remodelación de la E/S La luz. Los trabajos iniciales consistieron en montar el cerramiento que cubriría toda la obra.

Como la E/S se encontraba en operación, los tanques de almacenamiento, tuberías de distribución y tuberías de desfogues fueron desgasificados. Luego se procedió a la demolición de hormigón reforzado del piso. Este trabajo duro 3 días mas de lo previsto en el cronograma ya que la estación de servicio poseía un contra piso de 20cm, por lo que los volúmenes de demolición se duplicaron.

Se procedió a desmontar dispensadores y tuberías de combustible. Toda la tubería de distribución de combustible y sus accesorios fueron remplazados íntegramente por el sistema de protección ambiental Environ. La tubería eléctrica fue remplazada, ya que al realizar la demolición se

pudo constatar que en muchos casos no existía y los cables habían sido tendidos en las fundiciones de concreto. Todas las tuberías eléctricas desde los dispensadores de combustible y tanques de almacenamiento de combustible fueron bloqueadas con sellos eléctricos, a fin de evitar el traspaso de gases combustibles desde los mismos hacia los tableros eléctricos.

A los tanques de almacenamiento de combustible se les realizó pruebas hidrostáticas para comprobar su hermeticidad, el sistema de anclaje no pudo ser verificado ya que para hacerlo se tenía que realizar obras adicionales que el cliente no aceptó. Por ser de doble pared y por ende cumplir con lo estipulado en el Reglamento Ambiental para Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador fueron reutilizados. Los dispensadores Gilbarco para distribución de combustible, tenían dos años en operación y se encontraban en perfectas condiciones por lo que decidió reutilizarlos.

Todos los equipos de seguridad contra incendio y derrame se instalaron nuevos, para evitar posibles fallas por desgaste o uso. La obra estuvo proyectada para ser ejecutada en 27 días, pero debido a los imprevistos encontrados en el momento de la demolición, se realizó en 31 días.

CAPITULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Es muy importante al momento de dimensionar una estación de servicio, se realicen correctamente los cálculos y proyecciones para determinar su capacidad de almacenamiento o distribución. De esta forma no se tendrá una estación de servicio muy pequeña con tiempos de atención muy lentos a la que nadie está ya acostumbrada, o una estación de servicio muy grande con excesivos gastos de mantenimiento y operación

Antes de enterrar la tubería y los tanques, se deben realizar pruebas neumáticas a cada uno y posteriormente al conjunto, para descartar de esta

forma posibles fallas durante la operación. Las pruebas neumáticas deben realizarse de acuerdo a las recomendaciones del fabricante.

Siempre debe instalarse en la estación de servicio los equipos mínimos para protección de incendio o derrame, de esta manera se asegura la integridad física de las personas e instalaciones así como también derrames de combustible que contaminen el medio ambiente.

Antes de ejecutar cualquier trabajo que pueda ocasionar o generar calor, chispa o llama, se debe medir con un explosímetro de gases que el % Limite Inferior de Explosividad (%L.E.L) sea cero por ciento. De esta forma se evita posibles incidentes.

Toda persona que trabaje en la obra deberá recibir una inducción sobre manejo de productos inflamables. Esto ayuda a que las personas cometan errores que por desconocimiento puedan causar grandes daños.

Es muy importante que todo el personal que se encuentra laborando en la remodelación o construcción de una estación de servicio cuente con todo el equipo de protección personal para cada actividad que ejecute.

BIBLIOGRAFÍA

1. NFPA 30, Código de Líquidos Inflamables y Combustibles, National Fire Protection Association, Edición 1996.
2. NFPA 30 A, Código de Estaciones de Servicio Automotrices y Marítimas, National Fire Protection Association, Edición 1996.
3. API 1615, Installation of Underground Petroleum Storage Systems, American Petroleum Institute, Fifth Edition, March 1996.
4. Red Jacket, Bombas Sumergibles de Combustible X3, Manual de operación, Edición 1998.
5. Environ Products Inc, Sistema de tuberías Flexibles, Manual de instalación, Edición 1996.
6. Plasteel, Tanques de Almacenamiento de Doble Pared, Manual de instalación, Edición 1996.

7. Emco Wheaton, Accesorios para Estaciones de Servicio, Manual de descripción de productos, Edición 1999.

ANEXO 1

REGLAMENTO AMBIENTAL PARA OPERACIONES HIDROCARBURIFERAS EN EL ECUADOR

REGISTRO OFICIAL

ORGANO DEL GOBIERNO DEL ECUADOR

Administración del Sr. Dr. Gustavo Noboa Bejarano
Presidente Constitucional de la República

Quito, Martes 13 de Febrero del 2001 No. 265

TRIBUNAL CONSTITUCIONAL
EDMUNDO ARIZALA ANDRADE
DIRECTOR ENCARGADO

1215

Gustavo Noboa Bejarano
PRESIDENTE CONSTITUCIONAL DE LA REPUBLICA

Considerando:

Que de conformidad con lo establecido en el Art. 1 de la Constitución Política de la República del Ecuador, publicada en el Registro Oficial No. 1 del 11 de Agosto de 1998, el Ecuador es un Estado soberano, independiente, democrático, unitario, descentralizado, pluricultural y multiétnico;

Que el Art. 86 de la Carta Magna dispone que el Estado protegerá el derecho de la población a vivir en un ambiente sano y ecológicamente equilibrado, que garantice un desarrollo sustentable, por lo que declara de interés público y que se regulará conforme a la Ley la preservación del medio ambiente, la conservación de los ecosistemas, la biodiversidad y la integridad del patrimonio genético del país, así como la prevención de la contaminación ambiental, la explotación sustentable de los recursos naturales y los requisitos que deban cumplir las actividades públicas y privadas que puedan afectar al medio ambiente;

Que en la Declaración de Río sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo de 1992 se establecen los principios de que los Estados deberán promulgar leyes eficaces sobre el medio ambiente;

Que la Ley de Hidrocarburos, en su Art. 31, literales s) y t), obliga a PETROECUADOR, sus contratistas o asociados en exploración y explotación de hidrocarburos, refinación, transporte y comercialización, a ejecutar sus labores sin afectar negativamente a la

organización económica y social de la población asentada en su área de acción, ni a los recursos naturales renovables y no renovables locales; así como conducir las operaciones petroleras de acuerdo a las leyes y reglamentos de protección del medio ambiente y de seguridad del país;

Que en el Art. 12 de la Ley de Gestión Ambiental, publicado en el Registro Oficial No. 245 del 30 de Julio de 1999, se preceptúa que son obligaciones de las instituciones del Estado del Sistema Descentralizado de Gestión Ambiental en el ejercicio de sus atribuciones y en el ámbito de su competencia aplicar los principios establecidos en dicha ley y ejecutar las acciones específicas del medio ambiente y de los recursos naturales así como el de regular y promover la conservación del medio ambiente y el uso sustentable de los recursos naturales en armonía con el interés social;

Que en la referida Ley de Gestión Ambiental, en su Art. 33, se establecen entre otros instrumentos de aplicación de las normas ambientales los siguientes: parámetros de calidad ambiental, normas de efluentes y emisiones y evaluaciones de impacto ambiental;

Que mediante Decreto Ejecutivo No, 2982, publicado en el Registro Oficial No. 766 del 24 de agosto de 1995, se expidió el Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador;

Que es necesario dar mayor sistematicidad a las actuales disposiciones reglamentarias que norman la gestión ambiental en las actividades hidrocarburíferas, sobre todo en lo que se refiere a los aspectos socio - ambientales, a nuevos aspectos técnicos no considerados y a la necesaria flexibilización de los mecanismos de regulación, control y monitoreo de la gestión ambiental;

Que a fin de disponer de un instrumento eficiente, de fácil comprensión y ágil manejo, es conveniente reformar el Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador; y,

En ejercicio a la facultad prevista en el Art. 171, numeral 5 de la Constitución Política de la República del Ecuador,

Decreta:

EXPEDIR EL SIGUIENTE REGLAMENTO SUSTITUTIVO DEL REGLAMENTO AMBIENTAL PARA LAS OPERACIONES HIDROCARBURÍFERAS EN EL ECUADOR.

Art. 1. - Ámbito. - El presente Reglamento Ambiental y sus Normas Técnicas Ambientales incorporadas se aplicará a todas las operaciones hidrocarburíferas y afines que se llevan a efecto en el país.

El presente Reglamento tiene por objeto regular las actividades hidrocarburíferas de exploración, desarrollo y producción, almacenamiento, transporte, industrialización y

comercialización de petróleo crudo, derivados del petróleo, gas natural y afines, susceptibles de producir impactos ambientales en el área de influencia directa, definida en cada caso por el Estudio Ambiental respectivo.

Art. 2. - Parámetros y definiciones. - Para los fines del presente Reglamento, se incorporan y forman parte del mismo, los parámetros, límites permisibles, formatos y métodos así como las definiciones de los términos generalmente utilizados en la industria hidrocarburífera y en la temática ambiental que constan en los Anexos Nos. 1, 2, 3, 4,5 y 6.

CAPITULO I

JURISDICCION Y COMPETENCIA

Art. 3. - Autoridad ambiental. - Como parte del Sistema Nacional Descentralizado de Gestión Ambiental, la Subsecretaría de Protección Ambiental (SPA) del Ministerio de Energía y Minas, a través de la Dirección Nacional de Protección Ambiental (DINAPA), será la dependencia técnico - administrativa del sector que controlará, fiscalizará y auditará la gestión ambiental en las actividades hidrocarburíferas; realizará la evaluación, aprobación y el seguimiento de los Estudios Ambientales en todo el territorio ecuatoriano; de igual manera verificará el cumplimiento de este Reglamento y vigilará que los causantes en caso de incumplimiento del mismo, cumplan con las disposiciones y recomendaciones respectivas.

Art. 4. - Sujetos de control. - Para efectos de la aplicación de este Reglamento, se entenderán como sujetos de control PETROECUADOR, sus filiales y sus contratistas o asociados para la exploración y explotación, refinación o industrialización de hidrocarburos, almacenamiento y transporte de hidrocarburos y comercialización de derivados de petróleo, así como las empresas nacionales o extranjeras legalmente establecidas en el país que hayan sido debidamente autorizadas para la realización de estas actividades.

Art. 5. - Reestablecimiento de condiciones. - Si por aprobación de un proyecto o plan de desarrollo, se establecieren áreas ecológicamente sensibles o culturalmente vulnerables, tales como núcleos de conservación, zonas intangibles u otras, tales como hábitat de pueblos no contactados y/o en peligro de desaparición, alterando las condiciones técnicas y económicas de la operación petrolera, el Estado y la compañía respectiva deberán encontrar las vías de solución para reestablecer las condiciones originales del contrato o modificar el contrato por acuerdo mutuo.

Art. 6. - Coordinación. - Los sujetos de control deberán coordinar con la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas, la gestión ambiental y los aspectos sociales contemplados en el Plan de Manejo Ambiental respectivo.

En consecuencia le corresponde a la Subsecretaría de Protección Ambiental coordinar la participación de las organizaciones de la sociedad civil local, pueblos indígenas, comunidades campesinas y población en general.

La Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas coordinará con los otros organismos del Estado que tengan relación con el medio ambiente y la temática socio - ambiental, en las actividades hidrocarburíferas de los sujetos de control.

Art. 7. - Procedimiento de coordinación para áreas protegidas. - Los estudios ambientales para la ejecución de proyectos petroleros que incluyan actividades hidrocarburíferas en zonas pertenecientes al Patrimonio Nacional de Areas Naturales, Bosques y Vegetación Protectores deberán contar con el pronunciamiento previo del Ministerio del Ambiente en que se establezcan las condiciones técnicas mínimas que debe cumplir la gestión ambiental a desarrollarse.

A partir de dicho pronunciamiento, las actividades específicas se sujetarán al trámite y niveles de coordinación establecidos en este Reglamento.

De igual modo, la Subsecretaria de Protección Ambiental coordinará con el Ministerio del Ambiente en la evaluación y aprobación de los Términos de Referencia para zonas del Patrimonio Nacional de Aseas Naturales, Bosques y Vegetación Protectores, tanto en lo que se refiere a Estudios como Auditorias Ambientales.

Art. 8. - Aspectos ambientales en procesos de licitación. - El organismo encargado para licitaciones petroleras deberá contar con el pronunciamiento previo de la Subsecretaría de Protección Ambiental para la consideración de aspectos ambientales en los procesos de licitación estatal.

Art. 9. - Consulta. - Previamente al inicio de toda licitación petrolera estatal, el organismo encargado de llevar a cabo las licitaciones petroleras aplicará en coordinación con el Ministerio de Energía y Minas y el Ministerio del Ambiente los procedimientos de consulta previstos en el Reglamento que se expida para el efecto.

Previa a la ejecución de planes y programas sobre exploración y explotación de hidrocarburos, los sujetos de control deberán informar a las comunidades comprendidas en el área de influencia directa de los proyectos y conocer sus sugerencias y criterios. De los actos, acuerdos o convenios que se generen a consecuencia de estas reuniones de información, se dejará constancia escrita, mediante instrumento público, que se remitirá a la Subsecretaria de Protección Ambiental.

Los convenios se elaborarán bajo los principios de compensación e indemnización por las posibles afectaciones ambientales y daños a la propiedad que la ejecución de los proyectos energéticos pudieran ocasionar a la población. Los cálculos de indemnización se efectuarán bajo el principio de tablas oficiales vigentes.

Cuando tales espacios o zonas se encuentren dentro del Patrimonio Nacional de Areas Naturales, deberán observarse las disposiciones del plan de manejo de dicha zona, conforme la Ley Forestal y de Conservación de Aseas Naturales y Vida Silvestre y su Reglamento, aprobado por el Ministerio del Ambiente.

CAPITULO II

PROGRAMA Y PRESUPUESTO AMBIENTALES

Art. 10. - Programa y presupuesto ambiental anual. - Los sujetos de control, de conformidad con lo que dispone el Art. 31, literales c, k, s, y t de la Ley de Hidrocarburos, deberán presentar hasta el primero de diciembre de cada año; o dentro del plazo estipulado en cada contrato, al Ministerio de Energía y Minas, el programa anual de actividades ambientales derivado del respectivo Plan de Manejo Ambiental y el presupuesto ambiental del año siguiente para su evaluación y aprobación en base del respectivo pronunciamiento de la Subsecretaría de Protección Ambiental, como parte integrante del programa y presupuesto generales de las actividades contractuales, que deberá incluir los aspectos de operaciones. de inversiones y gastos administrativos, rubros que a su vez deberán estar claramente identificados en el presupuesto consolidado de los entes mencionados.

Art. 11. - Informe ambiental anual. - Los sujetos de control, igualmente, presentarán a la Subsecretaría de Protección Ambiental, hasta el treinta y uno de enero de cada año y conforme al Formato No. 5 del Anexo 4 de este Reglamento, el informe anual de las actividades ambientales cumplidas en el año inmediato anterior, como parte del informe anual de actividades contractuales. Este informe deberá describir y evaluar las actividades ambientales presupuestadas que han sido ejecutadas, en relación con las que consten en el programa anual de actividades antes referido, sin perjuicio de que la Subsecretaría requiera informes específicos en cualquier tiempo.

Art. 12. - Monitoreo ambiental interno. - Los sujetos de control deberán realizar el monitoreo ambiental interno de sus emisiones a la atmósfera, descargas líquidas y sólidas así como de la remediación de suelos y/o piscinas contaminados.

Para tal efecto, deberán presentar a la Dirección Nacional de Protección Ambiental la identificación de los puntos de monitoreo según los Formatos Nos. 1 y 2 del Anexo 4 de este Reglamento.

La Dirección Nacional de Protección Ambiental aprobará los puntos de monitoreo u ordenará, en base a la situación ambiental del área de operaciones, que se modifiquen dichos puntos.

Los análisis de dicho monitoreo interno se reportarán a la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas, a través de la Dirección Nacional de Protección Ambiental, cumpliendo con los requisitos de los Formularios Nos. 3 y 4 del Anexo 4 de este Reglamento por escrito y en forma electrónica:

o Mensualmente para el periodo de perforación y para refinerías en base de los análisis diarios de descargas y semanales de emisiones,

o Trimestralmente para todas las demás fases, instalaciones y actividades hidrocarburíferas, con excepción de las referidas en el siguiente punto, en base de los análisis mensuales para descargas y trimestrales para emisiones:

o Anualmente para las fases, instalaciones y actividades de almacenamiento, transporte, comercialización y venta de hidrocarburos en base de los análisis semestrales de descargas y emulsiones.

La frecuencia de los monitoreos y reportes respectivos podrá ser modificada, una vez que en base de los estudios pertinentes la Subsecretaría de Protección Ambiental lo autorice.

CAPITULO III

DISPOSICIONES GENERALES

Art. 13. - Presentación de Estudios Ambientales. - Los sujetos de control presentarán, previo al inicio de cualquier proyecto, los Estudios Ambientales de la fase correspondiente de las operaciones a la Subsecretaría de Protección Ambiental (SPA) del Ministerio de Energía y Minas (MEM) para su análisis, evaluación, aprobación y seguimiento, de acuerdo con las definiciones y guías metodológicas establecidas en el Capítulo IV de este Reglamento y de conformidad con el marco jurídico ambiental regulatorio de cada contrato de exploración, explotación, comercialización y/o distribución de hidrocarburos. Los estudios ambientales deberán ser elaborados por consultores o firmas consultoras debidamente calificadas e inscritas en el respectivo registro de la Subsecretaría de Protección Ambiental.

Para el desarrollo de las actividades hidrocarburíferas, deberán presentar a la Subsecretaría de Protección Ambiental (SPA) por intermedio de la Dirección Nacional de Protección Ambiental (DINAPA) el Diagnóstico Ambiental - Línea Base o la respectiva actualización y profundización del mismo, los Estudios de Impacto Ambiental y los complementarios que sean del caso.

Para iniciar o proseguir con los programas de trabajo en una nueva fase, se presentará el Estudio Ambiental correspondiente, el cual no podrá ser tramitado si no se hubiere previamente aprobado el Estudio Ambiental correspondiente a la fase anterior si existiere ésta.

La SPA a través de la Dirección Nacional de Protección Ambiental en el término máximo de 30 días posteriores a la recepción de dichos estudios emitirá el respectivo informe. Dentro de los primeros 15 días de dicho término, la Subsecretaría de Protección Ambiental pedirá la documentación ampliatoria y/o aclaratoria, si fuera el caso.

Art. 14. - Control y seguimiento. - Dentro del Sistema Descentralizado de Gestión Ambiental, la Subsecretaría de Protección Ambiental a través de la Dirección Nacional de Protección Ambiental será la entidad responsable de efectuar el control y seguimiento de las operaciones hidrocarburíferas en todas sus fases en lo que respecta al componente ambiental y sociocultural, y a la aplicación de los Planes de Manejo Ambiental aprobados para cada fase, así como las disposiciones de este Reglamento.

Los informes que sobre estos temas emita la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas con relación a cualquiera de las diferentes fases de las actividades hidrocarburíferas, constituirán la base técnica para, en caso de incumplimiento, proceder al juzgamiento de las infracciones en sede administrativa o jurisdiccional.

Art. 15. - Responsabilidad de los contratantes. - Los sujetos de control serán responsables de las actividades y operaciones de sus subcontratistas ante el Estado ecuatoriano y la Subsecretaría de Protección Ambiental (SPA); por lo tanto será de su directa y exclusiva responsabilidad la aplicación de las medidas de prevención, control y rehabilitación, sin perjuicio de la que solidariamente tengan los subcontratistas.

Art. 16. - Monitoreo de programas de remediación. - La Subsecretaría de Protección Ambiental coordinará con las Unidades Ambientales de las compañías los aspectos técnicos del monitoreo y control de programas y proyectos de remediación ambiental que previo a su ejecución, tienen que presentarse a la Subsecretaría de Protección Ambiental para su respectiva aprobación, sin perjuicio de las acciones a tomarse inmediatamente después de cualquier incidente.

Los programas o proyectos de remediación sujetos a aprobación y seguimiento por parte de la Subsecretaría de Protección Ambiental a través de la Dirección Nacional de Protección Ambiental serán la remediación de piscinas y/o suelos contaminados, así como la remediación después de accidentes mayores en los que se hayan derramado más de cinco barriles de crudo, combustible y otro producto.

En los programas y proyectos de remediación deberán constar las siguientes informaciones:

- Número del bloque y/o denominación del área: ubicación cartográfica.
- Razón social de la compañía operadora; dirección o domicilio, teléfono, fax, correo electrónico: representante legal.
- Diagnóstico y caracterización de la contaminación en base de análisis físico - químicos y biológicos del suelo, aguas superficiales y subterráneas, inclusive determinación exacta de la superficie del área afectada, evaluación de impactos y volúmenes de suelo a tratarse.
- Descripción de la(s) tecnología(s) de remediación a aplicarse

- Análisis de alternativas tecnológicas.
- Uso posterior del sitio remediado y técnicas de rehabilitación.
- Cronograma de los trabajos de remediación
- Monitoreo físico - químico y biológico de la remediación inclusive cronograma.
- Plazo de ejecución del proyecto.

Una vez finalizada la remediación, la empresa operadora responsable presentará dentro de 15 días a través de la Dirección Nacional de Protección Ambiental un informe inclusive una evaluación técnica del proyecto a la Subsecretaría de Protección Ambiental.

Art. 17. - Facilidades a funcionarios públicos. - Los sujetos de control deberán proporcionar facilidades de alojamiento, alimentación y transporte en los sitios de trabajo, a los funcionarios de la Subsecretaria de Protección Ambiental y la Dirección Nacional de Protección Ambiental.

Art. 18. - Fondo de Rehabilitación Ambiental. - Los ingresos provenientes de la comercialización del crudo intemperizado, esto es los hidrocarburos sujetos a procesos de degradación natural provenientes de piscinas, derrames y otros procesos de recuperación relacionados con actividades de remediación medio ambiental, que una vez tratado se reinyecte a un oleoducto principal, constituirán el Fondo de Rehabilitación Ambiental que será distribuido según lo dispone el Acuerdo Ministerial No. 081 publicado en el Registro Oficial No. 199 del 21 de Noviembre de 1997, cuyo objeto será cubrir los costos de las actividades de remediación ambiental en el sector hidrocarburífero, los gastos de fiscalización, control y análisis físico - químicos de laboratorio, realizados u ordenados por parte de la Subsecretaria de Protección Ambiental, así como su fortalecimiento institucional.

Art. 19. - Apertura de carreteras en áreas protegidas.- En las zonas del Patrimonio Nacional de Areas Naturales, se prohíbe la apertura de carreteras para actividades exploratorias. En el caso de operaciones de desarrollo y producción, sí por razones técnicas y/o económicas justificables se requieren otras condiciones de operación, éstas se someterán a consideración de la Subsecretaría de Protección Ambiental la que coordinará el respectivo pronunciamiento del Ministerio del Ambiente. En todo caso, el acceso por vías y cárreteras en áreas protegidas será restringido y controlado bajo la responsabilidad de la autoridad competente en coordinación con la operadora.

Art. 20. - Manejo de aspectos socio - ambientales. - Los sujetos de control, en todas las fases de las actividades hidrocarburíferas que ejecuten y en las áreas de operaciones, contarán con personal profesional capacitado para el manejo de aspectos socio - ambientales.

Para tal efecto, contarán con unidades o departamentos de protección ambiental, insertados adecuadamente en las estructuras corporativas.

Art. 21.- Actividades prohibidas.- De acuerdo con la Ley Forestal y de Conservación de Areas Naturales y Vida Silvestre, se prohíben las actividades de caza y pesca así como la recolección de especies de flora y fauna, el mantenimiento de animales en cautiverio y la introducción de especies exóticas y animales domésticos.

Art. 22. - Límites de ruido. - Los límites permisibles para emisión de ruidos estarán sujetos a lo dispuesto en la Tabla No. 1 del Anexo 1 de este Reglamento.

Art. 23. - Calidad de equipos y materiales. - En todas las fases y operaciones de las actividades hidrocarburíferas, se utilizarán equipos y materiales que correspondan a tecnologías aceptadas en la industria petrolera, compatibles con la protección del medio ambiente; se prohíbe el uso de tecnología y equipos obsoletos.

Una evaluación comparativa de compatibilidad ambiental de las tecnologías propuestas se realizará en el respectivo Estudio de Impacto Ambiental.

Art. 24. - Manejo de productos químicos y sustitución de químicos convencionales. - Para el manejo y almacenamiento de productos químicos se cumplirá con lo siguiente:

a) Instruir y capacitar al personal sobre el manejo de productos químicos, sus potenciales efectos ambientales así como señales de seguridad correspondientes, de acuerdo a normas de seguridad industrial;

b) Los sitios de almacenamiento de productos, químicos serán ubicados en áreas no inundables y cumplirán con los requerimientos específicos de almacenamiento para cada clase de productos;

c) Para el transporte, almacenamiento y manejo de productos químicos peligrosos, se cumplirá con las respectivas normas vigentes en el país y se manejarán adecuadamente las hojas técnicas de seguridad (material safety data sheet) que deben ser entregadas por los fabricantes para cada producto;

d) En todas las actividades hidrocarburíferas se utilizarán productos naturales y/o biodegradables, entre otros los siguientes: desengrasantes, limpiadores, detergentes y desodorizantes domésticos e industriales, digestores de desechos tóxicos y de hidrocarburos provenientes de derrames; inhibidores parafinicos, insecticidas, abonos y fertilizantes, al menos que existan justificaciones técnicas y/o económicas debidamente sustentadas; y,

e) En todas las operaciones hidrocarburíferas y actividades relacionadas con las mismas se aplicarán estrategias de reducción del uso de productos químicos en cuanto a cantidades en general y productos peligrosos especialmente, las cuales se identificarán detalladamente en el Plan de Manejo Ambiental.

Art. 25. - Manejo y almacenamiento de crudo y/o combustibles. - Para el manejo y almacenamiento de combustibles y petróleo se cumplirá con lo siguiente:

a) Instruir y capacitar al personal de operadoras, contratistas, concesionarios y distribuidores sobre el manejo de combustibles, sus potenciales efectos y riesgos ambientales así como las señales de seguridad correspondientes, de acuerdo a normas de seguridad industrial, así como sobre el cumplimiento de los Reglamentos de Seguridad Industrial del Sistema PETROECUADOR vigentes, respecto al manejo de combustibles;

b) Los tanques, grupos de tanques o recipientes para crudo y sus derivados así como para combustibles se registrarán para su construcción con la norma API 650, API 12F, API 12D, UL 58, UL 1746, UL 142 o equivalentes, donde sean aplicables: deberán mantenerse herméticamente cerrados, a nivel del suelo y estar aislados mediante un material impermeable para evitar filtraciones y contaminación del ambiente, y rodeados de un cubeto técnicamente diseñado para el efecto, con un volumen igual o mayor al 110% del tanque mayor;

c) Los tanques o recipientes para combustibles deben cumplir con todas las especificaciones técnicas y de seguridad industrial del Sistema PETROECUADOR, para evitar evaporación excesiva, contaminación, explosión o derrame de combustible. Principalmente se cumplirá la norma NFPA - 30 o equivalente;

d) Todos los equipos mecánicos tales como tanques de almacenamiento, tuberías de productos, motores eléctricos y de combustión interna estacionarios así como compresores, bombas y demás conexiones eléctricas, deben ser conectados a tierra;

e) Los tanques de almacenamiento de petróleo y derivados deberán ser protegidos contra la corrosión a fin de evitar daños que puedan causar filtraciones de petróleo o derivados que contaminen el ambiente;

f) Los sitios de almacenamiento de combustibles serán ubicados en áreas no inundables. La instalación de tanques de almacenamiento de combustibles se realizará en las condiciones de seguridad industrial establecidas reglamentariamente en cuanto a capacidad y distancias mínimas de centros poblados, escuelas, centros de salud y demás lugares comunitarios o públicos;

g) Los sitios de almacenamiento de combustibles 'y/o lubricantes de un volumen mayor a 700 galones deberán tener cunetas con trampas de aceite. En plataformas off - shore, los tanques de combustibles serán protegidos por bandejas que permitan la recolección de combustibles derramados y su adecuado tratamiento y disposición; y,

h) Cuando se helitransporten combustibles, se lo hará con sujeción a las normas de seguridad OACI.

Art. 26. - Seguridad e higiene industrial. - Es responsabilidad de los sujetos de control, el cumplimiento de las normas nacionales de seguridad e higiene industrial, las normas

técnicas INEN, sus regulaciones internas y demás normas vigentes con relación al manejo y la gestión ambiental, la seguridad e higiene industrial y la salud ocupacional, cuya inobservancia pudiese afectar al medio ambiente y a la seguridad y salud de los trabajadores que prestan sus servicios, sea directamente o por intermedio de subcontratistas en las actividades hidrocarburíferas contempladas en este Reglamento.

Es de su responsabilidad el cumplimiento cabal de todas las normas referidas, aún si las actividades se ejecutan mediante relación contractual con terceros.

Toda instalación industrial dispondrá de personal profesional capacitado para seguridad industrial y salud ocupacional, así como de programas de capacitación a todo el personal de la empresa acorde con las funciones que desempeña.

Art. 27. - Operación y mantenimiento de equipos e instalaciones. - Se deberá disponer de equipos y materiales para control de derrames así como equipos contra incendios y contar con programas de mantenimiento tanto preventivo como correctivo, especificados en el Plan de Manejo Ambiental, así como documentado y reportado anualmente en forma resumida a través de la Dirección Nacional de Protección Ambiental a la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas.

Durante la operación y mantenimiento se dispondrá, para respuesta inmediata ante cualquier contingencia, del equipo y materiales necesarios así como personal capacitado especificados en el Plan de Contingencias del Plan de Manejo Ambiental, y se realizarán periódicamente los respectivos entrenamiento y simulacros.

Art. 28. - Manejo de desechos en general:

a) Reducción de desechos en la fuente. - Los Planes de Manejo Ambiental deberán incorporar específicamente las políticas y prácticas para la reducción en la fuente de cada una de las categorías de los desechos descritos en la Tabla No. 8 del Anexo 2 de este Reglamento;

b) Clasificación. - Los desechos constantes en la Tabla No. 8 del Anexo 2 de este Reglamento serán clasificados, tratados, reciclados o reutilizados y dispuestos de acuerdo a normas ambientales y conforme al Plan de Manejo Ambiental;

c) Disposición. - Se prohíbe la disposición no controlada de cualquier tipo de desecho. Los sitios de disposición de desechos, tales como rellenos sanitarios y piscinas de disposición final, contarán con un sistema adecuado de canales para el control de lixiviados, así como tratamiento y monitoreo de éstos previo a su descarga; 'y,

d) Registros y documentación. - En todas las instalaciones y actividades hidrocarburíferas se llevarán registros sobre la clasificación de desechos, volúmenes y/o cantidades generados y la forma de tratamiento y/o disposición para cada clase de desechos conforme a la Tabla No. 8 del Anexo 2 de este Reglamento. Un resumen de dicha documentación se presentará en el Informe Anual Ambiental.

Art. 29. - Manejo y tratamiento de descargas líquidas. - Toda instalación, incluyendo centros de distribución, sean nuevos o remodelados, así como las plataformas off - shore, deberán contar con un sistema convenientemente segregado de drenaje, de forma que se realice un tratamiento específico por separado de aguas lluvias y de escorrentías, aguas grises y negras y efluentes residuales para garantizar su adecuada disposición. Deberán disponer de separadores agua - aceite o separadores API ubicados estratégicamente y piscinas de recolección, para contener y tratar cualquier derrame así como para tratar las aguas contaminadas que salen de los servicios de lavado, lubricación y cambio de aceites, y evitar la contaminación del ambiente. En las plataformas off - shore, el sistema de drenaje de cubierta contará en cada piso con válvulas que permitirán controlar eventuales derrames en la cubierta y evitar que estos se descarguen al ambiente. Se deberá dar mantenimiento permanente a los canales de drenaje y separadores.

a) Desechos líquidos industriales, aguas de producción, descargas líquidas y aguas de formación. - Toda estación de producción y demás instalaciones industriales dispondrán de un sistema de tratamiento de fluidos resultantes de los procesos.

No se descargará el agua de formación a cuerpos de agua mientras no cumpla con los límites permisibles constantes en la Tabla No. 4 del Anexo 2 de este Reglamento;

b) Disposición. - Todo efluente líquido, proveniente de las diferentes fases de operación, que deba ser descargado al entorno, deberá cumplir antes de la descarga con los límites permisibles establecidos en la Tabla No. 4 del Anexo 2 de este Reglamento.

Los desechos líquidos, las aguas de producción y las aguas de formación deberán ser tratadas y podrán ser inyectadas y dispuestas, conforme lo establecido en el literal c) de este mismo artículo, siempre que se cuente con el estudio de la formación receptora aprobado por la Dirección Nacional de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas en coordinación con la Subsecretaría de Protección Ambiental del mismo Ministerio.

Si estos fluidos se dispusieren en otra forma que no sea a cuerpos de agua ni mediante inyección, en el Plan de Manejo Ambiental se establecerán los métodos, alternativas y técnicas que se utilizarán para su disposición con indicación de su justificación técnica y ambiental; los parámetros a cumplir serán los aprobados en el Plan de Manejo Ambiental;

c) Reinyección de aguas y desechos líquidos. - Cualquier empresa para disponer de desechos líquidos por medio de inyección en una formación porosa tradicionalmente no productora de petróleo, gas o recursos geotérmicos, deberá contar con el estudio aprobado por la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas que identifique la formación receptora y demuestre técnicamente:

c. 1) que la formación receptora está separada de formaciones de agua dulce por estratos impermeables que brindarán adecuada protección a estas formaciones;

c.2) que el uso de tal formación no pondrá en peligro capas de agua dulce en el área;

c.3) que las formaciones a ser usadas para la disposición no contienen agua dulce; y,

c.4) que la formación seleccionada no es fuente de agua dulce para consumo humano ni riego, esto es que contenga sólidos totales disueltos mayor a 5,000 (cinco mil) ppm.

El indicado estudio deberá incorporarse al respectivo Plan de Manejo Ambiental;

d) Manejo de desechos líquidos costa afuera o en áreas de transición. - Toda plataforma costa afuera y en áreas de transición, dispondrá de una capacidad adecuada de tanquería, en la que se receptorán los fluidos provenientes de la perforación y/o producción, para que sean eliminados sus componentes tóxicos y contaminantes previa su descarga, para la cual tiene que cumplir con los límites dispuestos en la Tabla No. 4 del Anexo 2 de este Reglamento.

En operaciones costa afuera, se prohíbe la descarga de lodos de perforación en base de aceite, los mismos que deberán ser tratados y dispuestos en tierra. En las plataformas off - shore se instalarán circuitos cerrados para el tratamiento de todos los desechos líquidos; y,

e) Aguas negras y grises. - Todas las aguas servidas (negras) y grises producidas en las instalaciones y durante todas las fases de las operaciones hidrocarburíferas, deberán ser tratadas antes de su descarga a cuerpos de agua, de acuerdo a los parámetros y límites constantes en la Tabla No. 5 del Anexo 2 de este Reglamento.

En los casos en que dichas descargas de aguas negras sean consideradas como útiles para complementar los procesos de tratamiento de aguas industriales residuales, se especificará técnicamente su aplicación en el Plan de Manejo Ambiental. Los parámetros y límites permisibles a cumplirse en estos casos para las descargas serán los que se establecen en la Tabla No. 4 del Anexo 2 de este Reglamento.

Los parámetros y límites permisibles establecidos en la Tabla No. 10 del Anexo 2 de este Reglamento se aplicarán en los casos que el monitoreo rutinario especificado en el presente Reglamento indique anomalías en las descargas para profundizar la información previo a la toma de acciones correctivas, o cuando la Subsecretaría de Protección Ambiental lo requiera, así como cada seis meses para una caracterización completa de los efluentes.

Para la caracterización de las aguas superficiales en Estudios de Línea Base - Diagnóstico Ambiental, se aplicarán los parámetros establecidos en la Tabla No. 9. Los resultados de dichos análisis se reportarán en el respectivo Estudio Ambiental con las coordenadas UTM y geográficas de cada punto de muestreo, incluyendo una interpretación de los datos.

Art. 30. - Manejo y tratamiento de emisiones a la atmósfera:

a) Emisiones a la atmósfera. - Los sujetos de control deberán controlar y monitorear las emisiones a la atmósfera que se emiten de sistemas de combustión en hornos, calderos, generadores y mecheros, en función de la frecuencia, los parámetros y los valores máximos referenciales establecidos en la Tabla No. 3 del Anexo 2 de este Reglamento. Los reportes del monitoreo ambiental interno se presentarán a la Dirección Nacional de Protección Ambiental, según el Formato No. 4 establecido en el Anexo 4 de este Reglamento y conforme a la periodicidad establecida en el artículo 12;

b) Monitoreo de tanques y recipientes. - Se deberán inspeccionar periódicamente los tanques y recipientes de almacenamiento así como bombas, compresores, líneas de transferencia, y otros, y adoptar las medidas necesarias para minimizar las emisiones. En el Plan de Manejo Ambiental y en las medidas de Seguridad Industrial y mantenimiento se considerarán los mecanismos de inspección y monitoreo de fugas de gases en dichas instalaciones. Una vez al año se deberá monitorear el aire ambiente cercano a las instalaciones mencionadas; los resultados se reportarán en el Informe Ambiental Anual; y,

c) Fuentes fijas de combustión. - Los equipos considerados fuentes fijas de combustión en las operaciones hidrocarburíferas serán operados de tal manera que se controlen y minimicen las emisiones, las cuales se deberán monitorear en función de las frecuencias, parámetros y valores máximos referenciales establecidos en la Tabla No. 3 del Anexo 2 de este Reglamento.

Art. 31. - Manejo y tratamiento de desechos sólidos. - Las plataformas e instalaciones deben ser mantenidas libres de desechos sólidos. Ningún tipo de desechos, material de suelo o vegetal será depositado en cuerpos de agua o drenajes naturales. Las operadoras presentarán en el Plan de Manejo Ambiental el sistema de clasificación, tratamiento, reciclaje y/o reuso de los desechos sólidos así como las tecnologías para la disposición final, inclusive los acuerdos con municipios, empresas especializadas u otras operadoras de basureros o rellenos sanitarios, cuando fuera el caso:

a) Desechos inorgánicos. - Los desechos no biodegradables provenientes de la actividad, deberán ser clasificados y evacuados de las áreas de operaciones para su tratamiento, reciclaje y/o disposición, o enterrados en fosas debidamente impermeabilizadas, como se describe específicamente en el Plan de Manejo Ambiental;

b) Desechos orgánicos. - Los desechos biodegradables serán procesados mediante tecnologías ambientalmente aceptadas de acuerdo con lo aprobado en el Plan de Manejo Ambiental respectivo;

c) Rellenos sanitarios. - Los lixiviados provenientes de rellenos sanitarios deberán ser controlados a través de sistemas adecuados de canales que permitan su tratamiento previo a la descarga, para la cual cumplirán con los parámetros y límites establecidos en las Tablas No. 4 y 5 del Anexo No. 2 de este Reglamento; y,

d) Incineración. - Para la incineración de desechos sólidos se presentarán en el Plan de Manejo Ambiental la lista y las características principales de los desechos, los métodos y características técnicas del incinerador y del proceso., así como el tratamiento y la disposición final de los residuos. Las emisiones atmosféricas de dicho proceso se deberán controlar y monitorear a fin de cumplir con los parámetros y valores máximos referenciales que constan en la Tabla No. 3 del Anexo 2 de este Reglamento.

Art. 32. - Desechos de Laboratorios. - Todos los laboratorios de la industria hidrocarbúrfera, sean de control en los procesos de producción o ambientales, deberán contar con un plan para el manejo de desechos de laboratorio y aplicar estrategias adecuadas para reducir las cantidades de dichos desechos:

a) Control de emisiones gaseosas. - Las emisiones gaseosas desde los laboratorios se deberán controlar a través de sistemas adecuados; y,

b) Clasificación y tratamiento de desechos de laboratorio. - Los desechos de laboratorio serán clasificados, reciclados y/o tratados para su disposición controlada.

CAPITULO IV

ESTUDIOS AMBIENTALES

Art. 33. - Definición. - Para los fines establecido en este Reglamento, los Estudios Ambientales consisten en una estimación predictiva o una identificación presente de los daños o alteraciones ambientales, con el fin de establecer las medidas preventivas, las actividades de mitigación y las medidas de rehabilitación de impactos ambientales producidos por una probable o efectiva ejecución de un proyecto de cualquiera de las fases hidrocarbúrferas. Constituyen herramientas técnicas que en conjunto mantienen una unidad sistemática que para fines prácticos se la divide con relación a las diferentes fases de la actividad hidrocarbúrfera, y se clasifican en:

a) Estudio de Impacto Ambiental inclusive el Diagnóstico Ambiental - Línea Base:

b) Auditoría Ambiental; y,

c) Examen Especial.

Los Estudios Ambientales constituyen documentos públicos.

Art. 34. - Características. - Los Estudios Ambientales serán requeridos previo al desarrollo de cada una de las fases de la actividad hidrocarbúrfera, según los criterios constantes en este Reglamento. Para el caso de los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos, se tendrá en cuenta el marco jurídico ambiental regulatorio de cada contrato.

Los Estudios Ambientales de un determinado proyecto constituyen en conjunto una unidad sistemática, en proceso de perfeccionamiento de acuerdo a los requerimientos de las diferentes fases de la actividad hidrocarburífera y a las condiciones específicas de las zonas en que se desarrolla cada una de estas actividades.

El Diagnóstico Ambiental - Línea Base del Estudio de Impacto Ambiental contendrá la información básica sobre las características biofísicas, socio - económicas y culturales del área adjudicada así como del terreno o territorio calificado para ruta de oleoductos, poliductos, gasoductos y Centros de Distribución y constituye una unidad que, una vez aprobada, conforma el marco general en el que se irán trabajando y profundizando los diferentes aspectos que requiera el avance del proyecto en sus diferentes fases, áreas de influencia y condiciones.

Siempre que la magnitud del proyecto y las características del mismo lo requieran, y no se fragmente la unidad del estudio a presentarse, los Estudios Ambientales podrán ser presentados por etapas dentro de una misma fase, y los ya presentados podrán ser ampliados mediante Estudios Complementarios o Alcances o Adendums al mismo, de manera de dar agilidad a los procedimientos. de análisis, evaluación, aprobación y seguimiento.

En caso de nuevas operaciones en un área que cuente con un Estudio Ambiental y luego de dos años de aprobado éste, se deberá realizar una reevaluación, que consistirá en una revisión del documento original, inspecciones y estudios de actualización en el campo, así como una reevaluación de la significancia de los impactos socio - ambientales y una actualización del Plan de Manejo Ambiental, que deberá ser aprobado por la Subsecretaría de Protección Ambiental antes del inicio de las nuevas operaciones.

Para la realización de los estudios ambientales se utilizarán tecnología y metodología aceptadas en la industria petrolera, compatible con la protección del medio ambiente, y se efectuará conforme a las guías que se detallan en los siguientes artículos de este capítulo.

Art. 35. - Aprobaciones. - Los Estudios Ambientales se presentarán con dos copias a la Subsecretaría de Protección Ambiental y en forma electrónica, a fin de optimizar el acceso a la información.

La Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas aprobará los Estudios Ambientales de cada proyecto específico dentro de cada fase y de acuerdo con la modalidad en que se los presente. En ningún caso se podrán aprobar Estudios Ambientales de manera provisional.

Art. 36. - Estudios Ambientales para zonas protegidas. - Los sujetos de control que vayan a realizar operaciones hidrocarburíferas en áreas pertenecientes al Patrimonio Nacional de Áreas Naturales, Bosques y Vegetación Protectores, presentarán los Estudios Ambientales a la Subsecretaría de Protección Ambiental con copia que será remitida al Ministerio del Ambiente. Su aprobación la realizará la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas, contando con el pronunciamiento previo



del Ministerio del Ambiente. Sin embargo, si en el término de 10 días a partir de la presentación de tales estudios no se ha recibido dicho pronunciamiento, se entenderá que el mismo es favorable.

Art. 37.- Presentación pública.- Previo a la entrega de los Estudios Ambientales a la Subsecretaría de Protección Ambiental para su evaluación y aprobación, los sujetos de control realizarán una presentación pública de los Estudios de Impacto Ambiental para el proyecto respectivo, conjuntamente con representantes de la operadora, de la consultora ambiental y de la población del área de influencia directa, bajo la coordinación de la Subsecretaría de Protección Ambiental, quien además canalizará los comentarios y observaciones de los asistentes.

Art. 38.- Calificación y registro de consultores.- Los consultores ambientales hidrocarburíferos que realicen estudios ambientales deberán estar previamente calificados y registrados en la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas de conformidad con el Acuerdo Ministerial No. 137 del 5 de Agosto de 1998 (Instructivo para calificación de consultores ambientales en el área hidrocarburífera) o el que se emita en su lugar, los mismos que deberán cumplir con todos los requisitos que se establezcan en el país para este tipo de actividad.

Art. 39.- Calificación de laboratorios.- Los análisis físico - químicos y biológicos para los Estudios Ambientales, el monitoreo y el control de parámetros considerados en el presente Reglamento deberán ser realizados por laboratorios previamente calificados por la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas, de conformidad con las regulaciones que para el efecto se establezcan.

Art. 40.- Términos de referencia.- Previa a la realización de cualquier tipo de Estudio Ambiental, los sujetos de control deberán presentar a la Subsecretaría de Protección Ambiental los Términos de Referencia específicos, basados en la Guía Metodológica del artículo 41 de este Reglamento, para su respectivo análisis y aprobación en un término de 15 días.

Cuando se vayan a realizar operaciones hidrocarburíferas dentro de áreas pertenecientes al Patrimonio Nacional de Areas Naturales, Bosques y Vegetación Protectores, los sujetos de control presentarán una copia adicional de los Términos de Referencia que será remitida por la Subsecretaría de Protección Ambiental al Ministerio del Ambiente, el que tendrá un término de 7 días para su pronunciamiento ante la Subsecretaría de Protección Ambiental, la que a su vez los aprobará en el término de 5 días. La ausencia del pronunciamiento de cualquiera de los dos ministerios significará que el mismo es favorable.

Obtenida la aprobación o vencido el término se procederá a la realización de los Estudios Ambientales, tomando en cuenta las observaciones que se hubieran formulado, de existir éstas.

Art. 41.- Guía metodológica.- En la elaboración de los Estudios de Impacto Ambiental se aplicarán, de conformidad con las características de cada proyecto y de la fase de operación de que se trate, los siguientes criterios metodológicos y guía general de contenido:

1. Ficha Técnica

En este numeral se presentarán de forma resumida los principales elementos de identificación del estudio:

- Número del bloque y/o nombre del proyecto y denominación del área.
- Ubicación cartográfica.
- Fase de operaciones.
- Superficie del área.
- Razón social de la compañía operadora.
- Dirección o domicilio, teléfono, fax, correo electrónico.
- Representante legal.
- Nombre de la compañía consultora ambiental responsable de la ejecución del Estudio y número del respectivo registro de Consultores Ambientales del sector Hidrocarburífero de la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas.
- Composición del equipo técnico previamente calificado por la Subsecretaría de Protección Ambiental.
- Plazo de ejecución del Estudio.

2. introducción

En este numeral se expondrá el marco conceptual en que se inscribe el estudio, así como una descripción del contenido global y de las distintas partes del mismo, y su relación con los estudios ambientales realizados para las fases anteriores, de existir éstas.

3. Diagnóstico Ambiental - Línea Base

3.1. Criterios metodológicos.- Los componentes de la Línea Base que anteceden deberán aplicarse para describir y caracterizar el área, lo cual servirá de parámetro para la identificación de las áreas sensibles y la definición del Plan de Monitoreo Ambiental. La Línea Base tiene carácter general y una vez establecida, es única para todas las fases operativas, sin perjuicio de que se la profundice y actualice al

inicio de una nueva fase de ser necesario. Sus componentes deberán aplicarse y profundizarse de acuerdo con las condiciones de cada fase de operación y tomando en cuenta las características del área en que se van a desarrollar las operaciones, conforme a lo establecido en el presente Reglamento, de manera que permitan avanzar en la comprensión de los ecosistemas y su funcionamiento, los que podrían ser afectados por las actividades a ejecutarse.

En el componente socio - económico y cultural interesa no únicamente describir los aspectos señalados sino analizar la organización social local, su dinámica y especialmente las formas de utilización de los recursos naturales.

3.2. Análisis detallado.-

La línea base incorporará la evaluación detallada de la situación actual de los siguientes componentes ambientales:

3.2.1 Medio Físico: geología, geomorfología, hidrología, climatología, tipos y usos del suelo, calidad de aguas, paisaje natural.

3.2.2 Medio Biótico: identificación de ecosistemas terrestres, cobertura vegetal, fauna y flora, ecosistemas acuáticos o marinos de ser el caso. Identificación de zonas sensibles, especies de fauna y flora únicas, raras o en peligro y potenciales amenazas al ecosistema.

3.2.3 Aspectos socioeconómicos y culturales de la población que habita en el área de influencia: Se identificarán los siguientes aspectos:

3.2.3.1 Aspectos demográficos.- Composición por edad y sexo, tasa de crecimiento de la población, densidad, migración, características de la PEA.

3.2.3.2 Condiciones de vida.- Alimentación y nutrición: abastecimiento de alimentos, problemas nutricionales.

Salud: factores que inciden en la natalidad, mortalidad infantil, general y materna; morbilidad servicios de salud existentes; prácticas de medicina tradicional.

Educación: condición de alfabetismo, nivel de instrucción, planteles, profesores y alumnos en el último año escolar.

Vivienda: número, tipos, materiales predominantes, servicios fundamentales.

3.2.3.3 Estratificación (grupos socioeconómicos), organización (formas de asociación, formas de relación, liderazgo) y participación social así como caracterización de valores y costumbres.

3.2.3.4 Infraestructura física.- vías de comunicación, servicios básicos (educación, salud, saneamiento ambiental).

3.2.3.5 Estaciones de servicio.- tipo de actividades industriales, educacionales y socio - culturales más cercanas; densidad poblacional en el entorno; tráfico actual y con proyección a futuro.

3.2.3.6 Actividades productivas.- tenencia y uso de la tierra, producción, número y tamaño de unidades productivas, empleo, relaciones con el mercado.

3.2.3.7 Turismo.- lugares de interés por su valor paisajístico, por sus recursos naturales así como por su valor histórico y cultural.

3.2.3.8 Arqueología.- estudio de vestigios y conservación con la intervención del Instituto Nacional de Patrimonio Cultural (INPC) en los casos que establece la Ley.

4. Descripción de las actividades del proyecto

Se describirán la operación técnica y las actividades que podrían tener efectos ambientales en cada una de las fases operativas del proyecto. Se incluirán los siguientes aspectos generales:

- Resumen ejecutivo del proyecto.
- Marco de referencia legal y administrativo ambiental.
- Localización geográfica y político - administrativa.
- Definición del área de influencia.
- Características del proyecto de conformidad con la fase de la actividad hidrocarburífera a que corresponda: caminos, medios de transporte, técnicas a utilizarse, equipo y maquinaria necesaria, número de trabajadores, requerimientos de electricidad y agua, atención médica, educación, entre otros.
- Tipos de insumos y desechos: tipos de tratamiento de desechos, entre otros.

De acuerdo al tipo de operación o fase, deberá constar la información adicional detallada constante en los capítulos correspondientes a las fases:

- o Prospección geofísica (artículo 48).
- o Perforación exploratoria y de avanzada (artículo 51).
- o Desarrollo y producción (artículo 55).
- o Industrialización (artículo 63).
- o Almacenamiento y transporte de petróleo y sus derivados (artículo 70).

o Comercialización y venta de derivados de petróleo (artículo 75).

5. Determinación del área de influencia y áreas sensibles

La información de los numerales anteriores debe permitir identificar las áreas a ser impactadas y dentro de ellas las zonas sensibles, en donde deben adoptarse medidas específicas o evitarse determinadas actividades, de conformidad con la fase de las operaciones de que se trate.

6. identificación y evaluación de Impactos

Se reconocerán las acciones del proyecto hidrocarburífero que van a generar impactos sobre los diferentes elementos ambientales, socioeconómicos y culturales, de acuerdo a la fase de que se trate y determinando la calidad del impacto (directo-indirecto, positivo - negativo, etc.), el momento en que se produce, su duración (temporal-permanente), su localización y área de influencia, sus magnitudes etc.

Se tratará de mostrar cómo la situación caracterizada por la Línea Base puede resultar modificada en sus diversos componentes por las actividades a ejecutarse.

La identificación de los impactos ambientales así como de los impactos socioeconómicos y culturales deberá presentarse mediante matrices que permitan identificarlos y evaluarlos claramente, basado en todos los parámetros estudiados en el Diagnóstico Ambiental - Línea Base.

Los impactos indirectos deben evitarse en la medida de lo posible, o transformarse en positivos, según cuáles fueren las características de la situación. Deben diferenciarse las necesidades insatisfechas previamente existentes y que no son producidas por el proyecto.

En las zonas intervenidas, es preciso que la Línea Base incluya un análisis de impactos previos ocasionados por otras actividades.

La elección de técnicas de evaluación y valoración estará sujeta a criterio de quien realiza el estudio, sin embargo se cuidará que:

- Analicen La situación ambiental previa (Línea Base) en comparación con las transformaciones del ambiente derivadas de las actividades hidrocarburíferas ejecutadas.
- Prevean los impactos directos, indirectos y los riesgos inducidos que se podrían generar sobre los componentes físico, biótico, socioeconómico y cultural del ambiente.
- Se identifiquen y justifiquen las metodologías utilizadas en función de:

a) La naturaleza de la actividad hidrocarburífera a realizarse; y,

b) Los componentes ambientales afectados.

7. Plan de Manejo Ambiental

Una vez que se han identificado, analizado y cuantificado los impactos ambientales derivados de las actividades hidrocarburíferas, para la preparación del Plan de Manejo Ambiental se deben considerar los siguientes aspectos:

Analizar las acciones posibles de realizar para aquellas actividades que, según lo detectado en la valoración cualitativa de impactos, impliquen un impacto no deseado.

Identificar responsabilidades institucionales para la atención de necesidades que no son de responsabilidad directa de la empresa y diseñar los mecanismos de coordinación.

Describir los procesos, tecnologías, diseño y operación, y otros que se hayan considerado, para reducir los impactos ambientales negativos cuando corresponda.

Sobre la base de estas consideraciones, el Estudio de Impacto Ambiental propondrá los planes detallados a continuación, con sus respectivos programas, presupuestos y cronogramas.

o Plan de prevención y mitigación de impactos: corresponde a las acciones tendientes a minimizar los impactos negativos sobre el ambiente en Las diferentes fases de las operaciones hidrocarburíferas.

o Plan de contingencias: comprende el detalle de las acciones, así como los listados y cantidades de equipos, materiales y personal para enfrentar Los eventuales accidentes y emergencias en la infraestructura o manejo de insumos, en las diferentes fases de las operaciones hidrocarburíferas, basado en un análisis de riesgos y del comportamiento de derrames. Se incluirá la definición y asignación de responsabilidades para el caso de ejecución de sus diferentes fases (flujograma y organigrama), las estrategias de cooperación operacional así como un programa anual de entrenamientos y simulacros.

o Plan de capacitación: comprende un programa de capacitación sobre los elementos y la aplicación del Plan de Manejo Ambiental a todo el personal de la empresa acorde con las funciones que desempeña.

o Plan de salud ocupacional y seguridad industrial: comprende las normas establecidas por la empresa internamente para preservar la salud y seguridad de los empleados inclusive las estrategias de su difusión.

o Plan de manejo de desechos: comprende las medidas y estrategias concretas a aplicarse en el proyecto para prevenir, tratar, reciclar/reusar y disponer los diferentes desechos sólidos, líquidos y gaseosos.

o Plan de relaciones comunitarias comprende un programa de actividades a ser desarrollado con la(s) comunidad(es) directamente involucrada(s) con el proyecto, la autoridad y la empresa operadora. Se incluirán medidas de difusión del Estudio de Impacto Ambiental, las principales estrategias de información y comunicación, eventuales planes de indemnización, proyectos de compensación y mitigación de impactos socio - ambientales, así como un programa de educación ambiental participativa a la comunidad. Estos acuerdos deben permitir la disminución de efectos negativos y la optimización de las acciones positivas.

o Plan de rehabilitación de áreas afectadas: comprende Las medidas, estrategias y tecnologías a aplicarse en el proyecto para rehabilitar las áreas afectadas (restablecer la cobertura vegetal, garantizar la estabilidad y duración de la obra, remediación de suelos contaminados, etc.).

o Plan de abandono y entrega del área: comprende el diseño de las actividades a cumplirse una vez concluida la operación, de manera de proceder al abandono y entrega del área del proyecto motivo del respectivo Estudio Ambiental.

8. Plan de Monitoreo

El Estudio de Impacto Ambiental definirá los sistemas de seguimiento, evaluación y monitoreo ambientales y de relaciones comunitarias, tendientes a controlar adecuadamente los impactos identificados en el Estudio de Impacto Ambiental y el cumplimiento del Plan de Manejo Ambiental así como las acciones correctivas propuestas en el mismo. Los informes del Plan de Monitoreo se deberán presentar anualmente dentro del Informe Anual de las Actividades Ambientales, sin perjuicio de lo establecido en el artículo 12 de este Reglamento.

9. Anexos

a) Información cartográfica básica y temática en formato digital y analógico, con coordenadas geográficas y UTM, en archivos compatibles con los de la Subsecretaría de Protección Ambiental, inclusive las respectivas bases de datos, a las siguientes escalas correspondientes a las fases de las actividades hidrocarburíferas:

- Prospección geofísica: 1:50000.
- Perforación exploratoria: 1:10000.
- Desarrollo y producción: 1:25000.
- Industrialización: 1:10000.
- Almacenamiento: 1:10000.
- Transporte y comercialización: 1:25000.

- Estaciones de servicio y otros establecimientos de comercialización en áreas urbanas: 1:100 hasta 1:10000; para zonas rurales y en caso que no exista la correspondiente información digital, se podrán presentar planos cartográficos del IGM en forma escrita.

Toda información geográfica deberá ser sustentada, indicando la(s) fuente(s) de información y su fecha.

La presentación gráfica se realizará conforme al formato establecido en el Gráfico 1 del Anexo 1 de este Reglamento.

Los mapas temáticos incluirán, entre otros, los siguientes:

- Patrimonio Nacional de Areas Naturales.

- Uso de suelos y áreas sensibles.

- Comunidades y étnias.

- Federaciones;

b) Información satelitaria y/o fotografía aérea vertical a color;

c) Registro fotográfico fechado o de vídeo de los aspectos más importantes;

d) Los textos que se consideren complementarios a la Línea base;

e) Resumen ejecutivo. Comprende una síntesis o resumen que privilegie la comprensión amplia de los resultados obtenidos en el estudio, y que contenga la información más relevante, los problemas críticos, la descripción de los impactos negativos y positivos, las principales medidas y estrategias de manejo ambiental, y las fuentes de información utilizadas. Este documento debe presentarse separado del informe principal;

f) Bibliografía y fuentes consultadas; y,

g) Listado completo de los técnicos y profesionales que han participado en la realización del estudio, firmado por cada uno de ellos.

Art. 42.- Auditoria Ambiental.- La Subsecretaria de Protección Ambiental por intermedio de la Dirección Nacional de Protección Ambiental auditará al menos cada dos años, o cuando por haberse detectado incumplimiento al Plan de Manejo Ambiental el Subsecretario de Protección Ambiental así lo disponga, los aspectos ambientales de las diferentes actividades hidrocarburíferas realizadas por los sujetos de control.

La Subsecretaria de Protección Ambiental a través de la Dirección Nacional de Protección Ambiental (DINAPA) determinará el tipo y alcance de la Auditoría Ambiental

para las operaciones de los sujetos de control en base al cumplimiento del Plan de Manejo Ambiental.

Los sujetos de control realizarán al menos cada dos años una Auditoría Ambiental de sus actividades, previa aprobación de los correspondientes Términos de Referencia por la Subsecretaría de Protección Ambiental, y presentarán el respectivo informe de auditoría a la Subsecretaría de Protección Ambiental.

Adicionalmente, las partes a la finalización del contrato de exploración y explotación de hidrocarburos o en caso de cambio de operador realizarán la auditoría a que se refiere el artículo 11 del Reglamento a la Ley 44, reformatoria a la Ley de Hidrocarburos.

Para el efecto de las auditorías antes mencionadas, los sujetos de control seleccionarán una auditora ambiental calificada por la Subsecretaría de Protección Ambiental para que realice el seguimiento y la verificación del cumplimiento del Plan de Manejo Ambiental, de conformidad con los Términos de Referencia previamente aprobados por la Subsecretaría de Protección Ambiental, en los cuales se determina el marco de documentos contra los cuales se realizará la auditoría.

Art. 43.- Contenido.- La Auditoría Ambiental constará de:

a) Datos generales.

Se presentarán, en forma resumida, los principales elementos de identificación del estudio.

- Denominación del área.

- Ubicación.

- Fase de operaciones.

- Superficie.

- Nombre o razón social de la compañía petrolera.

- Dirección o domicilio, teléfono, fax, correo electrónico.

- Representante legal.

- Representante técnico o asesor.

- Nombre de la compañía consultora ambiental responsable de la ejecución de la auditoría ambiental.

- Número en el Registro de Consultores Ambientales Hidrocarburíferos de la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas.
- Composición del equipo técnico previamente calificado por la Subsecretaría . de Protección Ambiental.
- Plazo de ejecución de la Auditoría Ambiental;

b) Objetivos.

Los principales objetivos de la Auditoría Ambiental son los siguientes:

Determinar si las actividades hidrocarburíferas cumplen con los requisitos operacionales ambientales vigentes, incluyendo una evaluación de la tecnología aplicada.

Identificar los riesgos e impactos que las actividades hidrocarburíferas representan para el medio ambiente natural, la comunidad local y el personal involucrado en la operación.

Verificar el cumplimiento del Plan de Manejo y del Plan de Monitoreo Ambientales, así como de la legislación ambiental vigente;

c) Metodología utilizada.

La Auditoría Ambiental se concentrará en las condiciones operacionales actuales de la compañía petrolera y tomará en cuenta las condiciones del lugar y el proceso físico que caracteriza a cada operación, y se referirá principalmente a:

Aspectos operacionales:

- Condiciones existentes.
- Revisión de equipos.
- Revisión general de la operación.
- Revisión de áreas específicas.
- Revisión y evaluación de registros y documentación conforme a los Términos de Referencia aprobados.
- Revisión de cumplimiento de normas.
- Revisión de cumplimiento de los Planes de Manejo Ambiental y de Monitoreo.

Identificará también:

- La fuente específica del impacto.
- Las causas del impacto.
- Recomendaciones para corregir errores anteriores.

La Auditoría Ambiental incluirá la verificación del cumplimiento de los límites establecidos en este Reglamento para los componentes suelo, agua y aire a través de muestreos y análisis de laboratorio, así como la evaluación de los datos del automonitoreo de la empresa,

d) Conclusiones y recomendaciones.

A continuación de la Auditoría Ambiental, la auditora preparará un informe que resuma el estado ambiental de las actividades hidrocarburíferas e identifique las recomendaciones para el cumplimiento de los objetivos en materia de gestión ambiental;

e) Anexos.

Los textos que se consideren complementarios a la Auditoría Ambiental se presentarán como anexos; y,

f) Resumen ejecutivo.

Comprende una síntesis o resumen que privilegie la comprensión amplia de los resultados obtenidos en la Auditoría Ambiental, y que contenga la información más relevante, los logros alcanzados, los problemas críticos, y las principales medidas correctivas.

Este documento debe presentarse separado del informe general.

Art. 44. - Examen Especial Ambiental. - Este Examen será realizado en casos emergentes a criterio de la Subsecretaría de Protección Ambiental o a pedido de los sujetos de control, y constará de:

1. Objetivos.
2. Alcance.
3. Metodología.
4. Acta de inspección.
5. informe técnico.

Art. 45. - Acta de Inspección. - En los exámenes especiales, concluida la inspección de verificación de campo se levantará el acta respectiva, la cual será suscrita por el (o los) técnico(s) de la Dirección Nacional de Protección Ambiental (DINAPA) y el (o los)

representante(s) ambiental(es) de la empresa o su(s) delegado(s), con quien (o quienes) se haya practicado la diligencia. Constará de:

- 1) Lugar, día, hora, delegados y concurrentes.
- 2) Propósito.
- 3) Exposiciones y disposiciones.
- 4) Firmas de los delegado.

Art. 46. - Informe Técnico. - Una vez concluida la auditoría o el examen especial, y en el término de quince días, la Subsecretaria de Protección Ambiental entregará el informe técnico, al ente auditado o examinado, estableciendo las conclusiones y recomendaciones, las medidas correctivas y plazos si fuera el caso.

CAPITULO V

PROSPECCION GEOFISICA U OTRAS

Art. 47. - Disposiciones generales. - Se observarán todas las disposiciones generales establecidas en el Capítulo IV de este Reglamento en cuanto sean pertinentes.

Art. 48. - Estudios Ambientales. - Para las actividades de prospección geofísica, el Diagnóstico Ambiental - Línea Base deberá comprender el área adjudicada.

Además de lo establecido en el artículo 41 de este Reglamento, deberá presentarse la siguiente descripción específica de las actividades del proyecto para esta fase:

Descripción del Proyecto: Etapas de la actividad de prospección geofísica.

- 1) Reconocimiento del área,
- 2) Información sobre obtención de permisos y negociación de tierras, pago de daños e indemnizaciones.
- 3) Construcción de helipuertos, ubicación y análisis de alternativas, dimensiones y disposición de DZs.
- 4) Movilización de personal y equipo.
- 5) Instalación de campamentos temporales, descripción de medidas ambientales para su construcción y operación.
- 6) Localización de Líneas Sísmicas y análisis de alternativas para evitar zonas sensibles.

6.1) Proyecto de Exploración (planos).

6.2) Sistema de localización (geodésica y topográfica, GPS, GIS).

6.3) Sistema de amojonamiento.

6.4) Apertura de trochas.

7) Sistema y técnicas de barrenos, técnicas explosivas y no explosivas.

8) Taponamiento de pozos.

9) Análisis de alternativas.

Art. 49. - Normas operativas. - Las empresas deberán cumplir con las siguientes normas:

a) Helipuertos y puntos de disparo. - Los helipuertos y puntos de disparo no se establecerán en zonas críticas tales como sitios de reproducción y/o alimentación de fauna, saladeros, y sitios arqueológicos. En el Patrimonio Nacional de Areas Naturales, Bosques y Vegetación Protectores los helipuertos se construirán conforme a la guía gráfica, Gráfico No. 2 del Anexo No. 1, de este Reglamento;

b) Construcciones temporales. - Al abrir las trochas e instalar los campamentos de avanzada, helipuertos y puntos de disparo, se removerá la vegetación estrictamente necesaria.

En los campamentos de avanzada, las letrinas construidas mantendrán una distancia mínima de 20 metros a cuerpos de agua.

En las zonas del Patrimonio Nacional de Areas Naturales, Bosques y Vegetación Protectores, todas las construcciones antes mencionadas, de carácter temporal, se las hará sin utilizar madera del área, excepto la que ha sido previamente removida para la adecuación del área. Los demás materiales a utilizarse deberán ser reutilizables y resistentes a las condiciones climáticas;

c) Tendido de líneas. - El desbroce de trochas para tendido de líneas sísmicas será exclusivamente manual y no se cortarán árboles de DAP mayor a 20 centímetros; el ancho normal para las mismas será de 1.20 metros, y el máximo de 1.50 metros. Toda la madera y el material vegetal proveniente del desbroce y limpieza del terreno, será técnicamente procesado y reincorporado a la capa vegetal mediante tecnologías actuales disponibles, especialmente en sitios susceptibles a la erosión. La vegetación cortada en ningún caso será depositada en drenajes naturales;

d) Acarreo aéreo de carga. - Los helicópteros a utilizarse deberán ser aquellos que permitan minimizar el impacto ambiental. Para el acarreo de carga aérea deberá utilizarse

la técnica llamada de "cuerda larga" (Long Sling), conforme a normas de seguridad OACI (international Civil Aviation Organization).

Si por razones justificables se requieren otras condiciones de operación, éstas se someterán a consideración de la Subsecretaría de Protección Ambiental;

e) Control de erosión. - Para controlar la erosión se deberá:

e. 1) Remover cualquier obstrucción al flujo natural de los cuerpos de agua cuando la misma haya sido causada por las operaciones de sísmica o por actividades asociadas a la exploración.

e.2) Contemplar un programa de revegetación con especies nativas del lugar para las áreas afectadas en donde se haya removido la capa vegetal según lo establecido en el Plan de Manejo Ambiental;

f) Cruces de cuerpos de agua. - Si una línea sísmica debe cruzar más de una vez el mismo cuerpo de agua, la distancia mínima entre los cruces será de 2 kilómetros, excepto en casos de cauces meándricos, y en otros casos aprobados por la Subsecretaría de Protección Ambiental;

g) Indemnizaciones. - En el caso de afectación de tierras de personas naturales o jurídicas, se deberán pagar las indemnizaciones necesarias de acuerdo a la Ley de Hidrocarburos y tomando como referencia las tablas oficiales disponibles;

h) Manejo de explosivos. - Para el manejo de explosivos, se deberá tener en cuenta:

h. 1) Las distancias mínimas establecidas para puntos de disparo, en la Tabla No. 2 del Anexo 1 de este Reglamento.

h.2) En ríos, lagos y lagunas no se utilizarán explosivos, sino el sistema de pistola de aire o equivalentes.

h.3) Los puntos de disparo deben ser rellenados y compactados con tierra para evitar la formación de cráteres o daños al entorno.

h.4) Las cargas en puntos de disparo no deben ser detonadas a distancias menores de 15 metros de cuerpos de agua superficiales.

h.5) Se deben utilizar mantas de protección cuando se detone explosivos en lugares cercanos a poblaciones.

h.6) Con un mínimo de 24 horas de anticipación se informará a las poblaciones vecinas sobre la peligrosidad de los materiales explosivos y se les advertirá acerca de la ocurrencia y duración de las explosiones.

h.7) Es responsabilidad de las empresas contratistas y contratantes asegurar que sus trabajadores sean calificados y se encuentren en buen estado de salud. Además, suministrarán a cada trabajador el equipo de protección personal establecido según las normas de seguridad industrial vigentes, incluyendo; guantes, casco, protectores de ruido y botas de seguridad:

i) Para abandono:

i. 1) La capa orgánica que hubiese sido removida en helipuertos y campamentos, será redistribuida en el suelo, antes de abandonar las áreas.

i.2) El área de terreno en la que se haya removido la capa vegetal durante las operaciones, incluyendo aquellas destinada a helipuertos y campamentos, será revegetada y/o reforestada con especies nativas de la zona.

i.3) La empresa que ejecute la prospección geofísica y la que contrate el trabajo serán responsables por los daños al ambiente que pudieren ocasionarse y de la implantación de las medidas de prevención, control y rehabilitación.

CAPITULO VI

PERFORACION EXPLORATORIA Y DE AVANZADA

Art. 50. - Disposiciones generales. - Se observarán todas las disposiciones generales establecidas en el Capítulo IV de este Reglamento en cuanto sean pertinentes.

Art. 51. - Estudios Ambientales. - Se presentarán los Estudios Ambientales del área de influencia, incluyendo una actualización y/o profundización del Diagnóstico Ambiental - Línea Base, para los pozos exploratorios y de avanzada; las demás perforaciones estarán cubiertas por los Estudios Ambientales elaborados para la fase de desarrollo y producción. Además de lo establecido en el artículo 41 de este Reglamento, deberá presentarse la siguiente descripción específica de las actividades del proyecto para esta fase:

Descripción del Proyecto:

1) Programa de perforación exploratoria y de avanzada.

2) Plan de uso de la superficie en áreas intervenidas y/o no intervenidas:

2.1) Ubicación de sitios de perforación.

2.2) Actividades previas a la perforación.

2.3) Identificación de fuentes de materiales así como tratamiento y disposición de desechos.

2.4) Formas de acceso.

2.5) Instalación de plataformas, helipuertos y campamentos.

2.6) Características y montaje de los equipos y técnicas de perforación.

2.7) Captación de agua.

2.8) Tratamiento y disposición de fluidos y rípios de perforación.

2.9) Actividades de operación y perforación exploratoria.

2.10) Lista general de productos químicos a utilizarse.

3) Análisis de alternativas

Art. 52. - Normas operativas. - Para la perforación exploratoria se deberá cumplir en cada caso con lo siguiente:

a) En el Patrimonio Nacional de Areas Naturales. - Los parámetros para la perforación exploratoria y avanzada, en áreas del Patrimonio Nacional de Areas Naturales, son los siguientes: Prohibición de apertura de carreteras; área útil para plataforma, helipuerto y campamento, menor de 1.5 hectáreas

b) En otras zonas. - Para la perforación exploratoria y de avanzada en zonas no protegidas del territorio nacional, el área útil de plataforma, helipuerto y campamento no excederá a 1.5 hectáreas. En caso de requerirse mayor área útil, se deberán presentar los justificativos técnicos y económicos en el Estudio Ambiental, en el que también se especificará el área total de desbroce que dependerá de la topografía del sitio de perforación;

c) Costa afuera. - En la perforación costa afuera se contará con sistemas de procesamiento de rípios, con sistemas cerrados de tratamiento de efluentes, y con un sistema de tratamiento de aguas negras y grises. Las características de los efluentes cumplirán con los límites permisibles establecidas en las Tablas No. 4 y 5 del Anexo 2 de este Reglamento;

d) Normas complementarias. - La perforación exploratoria y de avanzada, complementariamente a lo establecido en el Estudio Ambiental, será ejecutada de acuerdo con las siguientes regulaciones operativas:

d. 1 Del sitio de perforación. -

1.1 En el sitio de perforación, los tres espacios de área útil (plataforma, campamento y helipuerto) no tendrán una distribución rígida, se los ubicará de acuerdo con la topografía

del terreno, rodeado de vegetación, con una separación adecuada entre sí. En operaciones costa afuera se especificará el equipo de perforaciones a utilizarse.

1.2 En el caso de perforación exploratoria las operaciones se realizarán preferentemente en forma helitransportable, para lo cual se despejará un área para la aproximación de los helicópteros, conforme a la reglamentación de la OACI.

Se autorizará la apertura de vías hasta de 5 metros de ancho de capa de rodadura, cuando exista justificación técnica y económica.

Si el pozo resultare seco, la compañía petrolera se compromete a rehabilitar el sitio de perforación, y a levantar la vía de acceso contando con la coordinación de las autoridades provinciales o cantonales respectivas, previa aceptación de la comunidad del sector. En caso de presentarse situaciones fuera de su control, se comunicará a la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas.

1.3 Las plataformas de perforación en el área efectiva de operaciones serán niveladas, compactadas y apropiadamente drenadas. En áreas colmadas, para las operaciones se considerarán varios niveles o sitios parcialmente nivelados para minimizar la erosión.

1.4 Las plataformas para la perforación costa afuera o en áreas de transición, no deben interferir con el normal desarrollo de las actividades de pesca, turismo, navegación y aeronavegación, por lo que se considerará un área de seguridad de una milla marina.

d.2 Del tratamiento y disposición final de fluidos y ripios de perforación. -

2.1 Todo sitio de perforación en tierra o costa afuera dispondrá de un sistema de tratamiento y disposición de los fluidos y sólidos que se produzcan durante la perforación.

2.2 Durante la perforación y concluida ésta, los fluidos líquidos tratados a medida de lo posible deberán reciclarse y/o podrán disponerse conforme con lo dispuesto en el artículo 29 de este Reglamento. El monitoreo físico - químico de las descargas al ambiente se realizará diariamente y será documentado y reportado a la Subsecretaría de Protección Ambiental en informes mensuales.

2.3 Durante y después de la perforación, los desechos sólidos, tanto lodos de decantación así como ripios de perforación tratados, podrán disponerse una vez que cumplan los parámetros y límites de la Tabla No. 7 del Anexo 2 de este Reglamento.

2.4 Las descargas submarinas se harán a una profundidad y distancia tal que se logre controlar la variación de temperatura conforme lo establecido en la Tabla No. 4 del Anexo 2 de este Reglamento, obtener una rápida dilución inicial complementada con una satisfactoria dispersión y asimilación por el medio receptor que minimice el retorno de

los contaminantes a la línea de la costa. A tales efectos en el Estudio Ambiental constará lo siguiente:

- a) Descripción de las especificaciones técnicas de la tubería y características de los efluentes a descargar, inclusive su temperatura;
- b) Estudios sobre la calidad físico - química, biológica y microbiológica del agua y sedimentos de fondos someros en el área de influencia de la descarga;
- c) Estudio batimétrico, así como de corrientes marinas y superficiales en el sitio de la descarga; y,
- d) Rasgos de la línea de costa: configuración y morfología.

2.5 En caso de usarse lodos en base de aceite mineral su disposición final será en tierra, cumpliendo con los límites permisibles de la Tabla No. 4 del Anexo .2 de este Reglamento; los lodos de decantación procedentes del tratamiento de los fluidos serán tratados y dispuesto, cumpliendo con los límites permisibles establecidos en la Tabla No. 7 del Anexo 2 de este Reglamento.

2.6 Si los resultados del monitoreo determinan que las descargas al entorno en proyectos costa afuera no cumplen con los límites permisibles, todos los fluidos y ripsos serán tratados y dispuestos en tierra firme.

d.3 Completación de pozos. - En caso de realizar la completación de pozos, los fluidos utilizados deberán ser recolectados en tanques y tratados de tal manera que cumplan con los límites permisibles para descargas, expresados en la Tabla No. 4 del Anexo 2 de este Reglamento.

d.4 Pruebas de producción. - Cuando las condiciones de logística y económicas no permitan transportar el crudo, las pruebas se harán contratando, y en caso de prever encontrar crudo que no permita su manejo en tanques, se utilizarán incineradores con sobreoxigenación, y las emisiones a la atmósfera deberán cumplir con lo establecido en la Tabla No. 3 del Anexo 2 de este Reglamento.

Las pruebas de producción de gas natural libre se realizarán utilizando la mejor tecnología disponible, de conformidad con lo previsto en el Plan de Manejo Ambiental para el efecto, contando con un programa de monitoreo de emisiones atmosféricas conforme a la Tabla No. 3 del Anexo 2 de este Reglamento.

Art. 53 - Caso de abandono. - En los casos de abandono temporal o definitivo del área de influencia se deberá:

- a) Ubicar y disponer adecuadamente los equipos y estructuras que se encuentren en los sitios de trabajo, que no sean necesarios para futuras operaciones;

b) Todos los desechos de origen doméstico e industrial, luego de su clasificación, serán tratados y dispuestos de acuerdo a lo previsto en el Plan de Manejo de Desechos del Plan de Manejo Ambiental propuesto por la operadora y aprobado por la Subsecretaría de Protección Ambiental;

c) En el sitio de perforación se deberán readecuar los drenajes y reforestar el área que no vaya a ser reutilizada si el abandono es temporal;

d) Cuando se proceda a abandonar definitivamente un pozo, éste se sellará con tapones de cemento en la superficie y en los intervalos apropiados para evitar escapes y/o migraciones de fluidos.

En caso de producirse escapes de crudo por trabajos relativos al mal taponamiento del pozo, la empresa asumirá todos los costos de remediación y las reparaciones correspondientes al pozo.

Las locaciones de pozos abandonados deberán ser rehabilitados ambientalmente;

e) Cuando en la perforación costa afuera se proceda a abandonar un pozo en forma permanente, la tubería de revestimiento deberá sellarse 1.5 metros por debajo del lecho marino y otras instalaciones que sobresalen del lecho marino serán retiradas, para evitar daños o impedimentos a la pesca, navegación u otra actividad; y.

f) Cuando en la perforación costa afuera o en áreas de transición se proceda a abandonar temporalmente o en forma permanente un pozo, se colocará un tapón mecánico sobre la tubería de revestimiento y el cabezal será recubierto con una campana anticorrosiva. La posición del pozo se señalará con una hoya y un dispositivo electrónico adecuado para su detección.

CAPITULO VII

DESARROLLO Y PRODUCCION

Art. 54. - Disposiciones generales. - Se observarán todas las disposiciones generales establecidas en el Capítulo IV de este Reglamento en cuanto sean pertinentes.

Art. 55.- Estudios Ambientales.- Se presentarán los Estudios Ambientales del área de influencia, incluyendo una actualización y/o profundización del Diagnóstico Ambiental - Línea Base, para la actividad de desarrollo y producción de hidrocarburos. Además de lo establecido en el artículo 41 de este Reglamento, deberá presentarse la siguiente descripción específica de las actividades del proyecto para esta fase:

Descripción del Proyecto

1) Localización, diseño conceptual y habilitación de la superficie para instalaciones de producción.

- 2) Diseño conceptual, trazado, construcción y adecuación de vías de acceso.
- 3) Fuentes de materiales, plan de explotación de materiales, así como tratamiento y disposición de desechos.
- 4) Trazado y construcción de líneas de flujo y troncales.
- 5) Captación y vertimientos de agua.
- 6) Instalación de campamentos.
- 7) Construcción y montaje de equipos.
- 8) Producción.
- 9) Pozos de desarrollo.
- 10) Aprovechamiento de energía y servicios.
- 11) Análisis de alternativas.

Art. 56. - Perforación de desarrollo. - Se observarán las siguientes disposiciones:

- a) Se aplicarán las mismas normas establecidas para la perforación exploratoria y de avanzada en todo cuanto sean pertinentes;
- b) En caso de perforación múltiple (racimo), se permitirá el desbroce para un área útil de hasta 0.2 hectáreas por cada pozo adicional, procurando optimizar el uso del área previamente desbrozada; y,
- c) Los fluidos y/o ripios de perforación podrán ser tratados y dispuestos o inyectados, conforme a lo establecido en el artículo 29 de este Reglamento.

Art. 57. - Instalaciones de producción. - Las empresas petroleras en la actividad hidrocarburífera, para el cumplimiento de las operaciones de producción, deben observar lo siguiente:

- a) Área útil adicional. - En el caso de contar con islas de perforación que se convierten en islas de producción, se contemplará en el Plan de Manejo Ambiental un área útil adicional a la estipulada en el artículo 56, para instalar equipos de producción tales como: generadores múltiples, separadores, y otros.

Se construirán vallas adecuadas alrededor de las instalaciones de producción con el fin de proteger la vida silvestre. El diseño de la valla deberá efectuarse de tal forma que la misma quede cubierta por una cortina de vegetación. El área de esta cortina será adicional a la permitida para construir la infraestructura y no será incorporada al área útil;

b) Contrapozo. - Alrededor del cabezal del pozo se deberá construir un dique (contrapozo) impermeabilizado a fin de recolectar residuos de crudo provenientes del cabezal y así evitar contaminación del sitio de perforación;

c) Patrones de drenaje natural. - Se respetarán los patrones de drenaje natural para la construcción de las instalaciones de producción;

d) Tratamiento, manejo y disposición de coque. - En caso de que sea técnica y económicamente factible, la eliminación del coque en estaciones de producción que manejen crudos pesados, deberá emplearse un sistema ambientalmente adecuado, para el tratamiento, manejo y disposición del mismo;

e) Pozos para inyección. - Para la inyección y disposición de desechos líquidos, se reacondicionarán aquellos pozos que han dejado de ser económicamente productivos o que estén abandonados y, cuando sea estrictamente necesario y ambientalmente justificable se perforarán otros adicionales;

f) Manejo de emisiones a la atmósfera. - El gas deberá ser considerado en forma prioritaria, para reinyección y recuperación mejorada. El que no fuere utilizado de esta forma deberá aprovecharse de manera de asegurar una utilización racional del recurso previo el análisis técnico y económico respectivo, preferentemente para la generación de energía eléctrica, para lo cual se presentarán los Estudios Ambientales correspondientes a la autoridad competente;

f. 1) Si las condiciones tecnológicas y económicas no permiten el aprovechamiento completo en determinadas instalaciones, el gas natural asociado residual y el gas pobre podrá ser quemado utilizando mecheros, previa autorización de acuerdo a la Ley de Hidrocarburos, y conforme a los valores máximos referenciales establecidos en la Tabla No. 3 del Anexo 2 de este Reglamento;

f. 2) Los mecheros proveerán las condiciones de temperatura y oxigenación suficientes para lograr la combustión completa de los gases.

La ubicación, altura y dirección de los mecheros deberá ser diseñado de tal manera que la emisión de calor y gases afecte en lo mínimo al entorno natural (suelo, vegetación, fauna aérea).

En cada sitio de quema de gas se monitorearán periódicamente las emisiones a la atmósfera, tal como se establece en la Tabla No. 3 del Anexo 2 de este Reglamento.

En el caso de no cumplir con los parámetros establecidos en este Reglamento, la operadora tendrá un plazo de 30 días para hacer los correctivos necesarios.

Los sujetos de control deberán establecer en el respectivo Plan de Manejo Ambiental las alternativas técnicas o tecnológicas que utilizarán para la quema del gas y la reducción y control de emisiones; y,

f 3) En todo caso, el gas natural asociado y el gas pobre proveniente de la producción de petróleo serán objeto de un manejo especial a determinarse según cada caso entre la operadora y la Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH), de acuerdo con lo que dispone la Ley de Hidrocarburos.

Art. 58.- Pruebas de producción:

a) En las pruebas de producción se utilizarán tanques, que se ubicarán de acuerdo a las normas técnicas aceptadas en la industria hidrocarburífera, compatibles con la protección del medio ambiente;

b) El fluido de las pruebas de producción deberá ser trasladado o bombeado hacia una estación de producción donde será tratado y el crudo incorporado a la producción. El traslado deberá efectuarse sujetándose a normas de seguridad y protección ambiental vigentes. En ningún caso estos fluidos podrán disponerse en piscinas;

c) En el caso de utilizar bombeo hidráulico en las pruebas de producción, el fluido producido más el fluido motriz empleado, deberán transportarse hacia la estación de producción más próximo para ser tratado y el crudo será incorporado a la producción; y,

d) Para las pruebas de producción costa afuera, se utilizarán sistemas que recuperen y traten los fluidos contaminantes.

Art. 59.- Tratamiento y cierre de piscinas.- Para el caso de piscinas que contengan crudo intemperizado o que hayan sido mal manejadas, es obligación de los sujetos de control proceder a la limpieza, recuperación del crudo, tratamiento, taponamiento y/o revegetación de cada una de estas con especies nativas de la zona, en base al Programa o Proyecto de Remediación que presentará la empresa, conforme a lo establecido en el artículo 16 de este Reglamento, para la aprobación de la Subsecretaría de Protección Ambiental.

El taponamiento deberá realizarse de acuerdo a las siguientes disposiciones.

a) - Piscinas con crudo y/o agua:

a. 1) Se recuperará el crudo para uso posterior.

a.2) El crudo residual que no se incorpore a la producción será tratado de acuerdo a su composición y características físico - químicas. Si luego de un tratamiento se logra una mezcla bituminosa estable que no presente lixiviados que afecten al ambiente, podrá utilizarse en las vías, previo aprobación de la Subsecretaría de Protección Ambiental en base de los respectivos análisis. En ningún caso se utilizará este crudo sin tratamiento.

a.3) El crudo que no pudiese ser recuperado será tratado en la propia piscina o ex situ de conformidad con el programa o proyecto de remediación aprobado, favoreciendo

tecnologías de biorremediación con microorganismos endémicos del sitio en remediación no se permite la aplicación de microorganismos genéticamente modificados.

a.4) El agua residual será tratada y dispuesta, una vez que cumpla con los límites permisibles establecidos en la Tabla No. 4 del Anexo 2 de este Reglamento.

a.5) Una vez evacuados el crudo y/o el agua, se tratarán el suelo del fondo y las paredes de la piscina conforme lo establecido en el punto a.3) de este artículo, hasta que cumpla con los parámetros y límites establecidos en la Tabla No. 6 del Anexo 2 de este Reglamento, y se rehabilitará el sitio.

En el caso que no se tapone la piscina y se quiera utilizar por la comunidad o el propietario a solicitud expresa y bajo su responsabilidad, se analizará la calidad del agua y las características de los sedimentos previo a la entrega. La calidad del agua en este caso deberá evaluarse en función del uso planificado; para piscicultura se podrá hacer la evaluación en función de los parámetros y valores referenciales de la Tabla No. 11 del Anexo 3 de este Reglamento.

a.6) Los desechos sólidos y otros materiales encontrados en la piscina a tratar serán clasificados y almacenados temporalmente en sitios preparados con geomembrana, que contarán con un sistema de recolección y control de lixiviados y escurrientías. Los desechos sólidos inorgánicos serán llevados del sitio para su tratamiento, reciclaje y/o disposición. Los desechos sólidos orgánicos se podrán tratar en el sitio con tecnologías aceptadas ambientalmente, y conforme consta en el Programa o Proyecto de Remediación antes mencionado.

a.7) La incineración controlada de desechos sólidos provenientes de la piscina a tratar se llevará a cabo en incineradores con sobreoxigenación que garanticen una combustión completa previa autorización de la Subsecretaría de Protección Ambiental, y controlando las emisiones a la atmósfera conforme a los valores máximos referenciales establecidos en la Tabla No. 3 del Anexo 2 de este Reglamento. Se prohíbe la incineración abierta y no controlada de dichos desechos;

b) Piscinas secas: Las piscinas secas que no contienen agua pero sí crudo o lodos de perforación en su fondo, serán remediadas conforme a lo establecido en los puntos a.3), a.5), a.6) y a.7) de este artículo, hasta que cumplan con los límites establecidos en las Tablas No. 6 y 7 del Anexo 2 de este Reglamento; y,

c) Revegetación: Las piscinas que fueren taponadas, se revegetarán con especies nativas de la zona. La operadora será responsable del seguimiento y resultados de la revegetación.

Art. 60. - Reacondicionamiento de pozos. - Las operadoras dispondrán de las facilidades necesarias para el almacenamiento, tratamiento y disposición de los fluidos de reacondicionamiento, a fin de cumplir con lo establecido en el artículo 29 de este Reglamento.

Art. 61. - Recuperación mejorada. - Previo a la puesta en marcha de un proyecto de recuperación mejorada se deberá especificar el origen y fuente de agua o fluido a inyectarse, indicando su capacidad de abastecimiento a corto, mediano y largo plazo, y los efectos ambientales y sociales de este tipo de proyecto. De manera preferente se utilizará el agua tratada de los procesos de producción en lugar de la proveniente de fuentes naturales, así como el gas natural producido en el área.

CAPITULO VIII

INDUSTRIALIZACION

Art. 62. - Disposiciones generales. - Se observarán todas las disposiciones generales establecidas en el Capítulo IV de este Reglamento en cuanto sean pertinentes.

Art. 63. - Estudios Ambientales. - Se presentarán los Estudios Ambientales del área de influencia, incluyendo el Diagnóstico Ambiental - Línea Base o una actualización y/o profundización del mismo, para el diseño, la construcción y la operación de la infraestructura de industrialización de hidrocarburos (plantas de gas, refinerías, plantas petroquímicas, plantas de producción de aceites y grasas lubricantes, plantas de tratamiento y/o reciclaje de aceites usados, etc.). Además de lo establecido en el artículo 41 de este Reglamento, deberá presentarse la siguiente descripción específica de las actividades del proyecto para esta fase:

Descripción del Proyecto:

- 1) Presentación del esquema de Industrialización.
- 2) Diseño básico de las unidades nuevas o modernizadas.
- 3) Descripción de las unidades de procesos
 - 3.1) Unidades no catalíticas.
 - 3.2) Unidades catalíticas.
 - 3.3) Otras áreas de industrialización.
 - 3.4) Areas de almacenamiento y transferencia.
 - 3.5) Area de servicios auxiliares.
- 4) Balance de materiales y térmico global.
- 5) Equipo de laboratorio existente y adicional.
- 6) Tanquería y esferas de almacenamiento existentes.

7) Tanquería y esferas de almacenamiento nuevas.

8) Generación de residuos en plantas industriales:

8.1) Generación de desechos por fuente productora.

8.2) Evaluación del sistema existente del manejo de desechos sólidos, líquidos y gaseosos.

8.3) Estudios existentes y propuestas para el manejo de desechos sólidos, líquidos y gaseosos.

9) - Captación y vertimientos de agua.

10) Sistema de tratamiento de efluentes.

11) Análisis de alternativas para ampliaciones y/o nuevas instalaciones:

11.1) Revisión de propuestas de localización.

11.2) Revisión del Diagnóstico Ambiental de las plantas industriales.

11.3) Trabajo de campo preliminar.

11.4) Evaluación de alternativas.

11.4.1) Características ecológicas, socioeconómicas y culturales.

11.4.2) Riesgos ambientales.

11.4.3) Medidas y gastos de recuperación.

12) Conclusiones.

Art. 64. - Infraestructura e Impactos Ambientales. - El diseño, construcción y funcionamiento de la infraestructura de industrialización de hidrocarburos, se realizará considerando la estabilidad geosísmica del sitio, la seguridad física y los posibles impactos que puedan provocarse en el medio ambiente del área de operación y del área de influencia directa, así como en sus características socio culturales.

En ningún caso se permitirá infraestructura para industrialización de hidrocarburos dentro de áreas pertenecientes al Patrimonio Nacional de Areas Naturales, Bosques y Vegetación Protectores.

Art. 65. - Instalaciones de industrialización. - Deberán cumplir con lo siguiente:

a) Para el manejo y almacenamiento de combustibles, petróleo crudo y sus derivados se deberá cumplir con lo establecido en el artículo 25 de este Reglamento; y,

b) En operaciones costa afuera, el gas extraído será deshidratado y el agua de formación será descargada al ambiente o inyectada conforme a lo establecido en el artículo 29 de este Reglamento.

Art. 66. - Manejo y tratamiento de descargas, emisiones y desechos. - Toda instalación de industrialización deberá disponer de sistemas cerrados de tratamiento de efluentes, control de emisiones atmosféricas y desechos sólidos resultantes de los diferentes procesos, los mismos que deberán cumplir con lo establecido en los artículos 28, 29, 30, 31 y 32 de este Reglamento. Se priorizará el uso de tecnologías limpias. Además, se observarán las siguientes disposiciones:

a) Manejo de emisiones a la atmósfera. -

a. 1) El gas que se produce durante el tratamiento del crudo y fabricación de sus derivados deberá ser adecuadamente manejado en la propia planta a efectos de optimizar su uso racional en las necesidades energéticas de la misma.

El remanente podrá ser quemado previa autorización de acuerdo a la Ley de Hidrocarburos, en condiciones técnicas que aseguren que las emisiones a la atmósfera producidas en la combustión cumplan con lo establecido en la Tabla No. 3 del Anexo 2 de este Reglamento.

a.2) Toda planta para el tratamiento de crudo y fabricación de sus derivados deberá contar con sistemas adecuados para el tratamiento de gases ácidos y compuestos de azufre que garanticen la transformación y/o disminución de los compuestos nocivos de azufre antes de que el gas pase a ser quemado;

b) Manejo de desechos sólidos. - Los residuos sólidos especiales, domésticos e industriales constantes en la Tabla No. 8 del Anexo 2 de este Reglamento serán tratados y manejados de acuerdo a las siguientes disposiciones:

b. 1) La selección del método óptimo de tratamiento y manejo de los residuos sólidos se lo hará considerando los siguientes parámetros y sobre la base de la Tabla No. 8 del Anexo 2 de este Reglamento:

- | | | | |
|---|----------------------|-----|------------|
| - | Tipo | de | residuo. |
| - | Peligrosidad | del | residuo. |
| - | Costo | - | beneficio. |
| - | Impacto | | ambiental. |
| - | Volumen del residuo. | | |

b.2) Para residuos sólidos domésticos se aplicará el tratamiento y disposición con la mejor tecnología disponible a fin de optimizar el beneficio del producto obtenido.

b.3) Para los desechos industriales se contará con una planta de tratamiento que contemple especificaciones técnicas ambientalmente aceptables a fin de disminuir el volumen y la concentración de los contaminantes contenidos en los desechos.

b.4) El sitio de disposición no debe localizarse en las cercanías de áreas residenciales, zonas pantanosas, hábitats sensibles de fauna silvestre, canales de drenaje, áreas sujetas a inundaciones temporales y cercanías a cuerpos de agua.

b.5) Los residuos sólidos especiales (peligrosos) serán clasificados, tratados y dispuestos, según el caso, mediante la alternativa más adecuada constante en la Tabla No. 8 de este Reglamento; y,

c) Se deberá instruir al personal sobre el manejo, transporte, almacenamiento, tratamiento y disposición de los desechos que se generan en la industria.

Art. 67. - Producción de combustibles. - En la producción de combustibles se deberán observar las siguientes disposiciones:

a) Las empresas que participen en el campo de industrialización de hidrocarburos cumplirán las respectivas normas INEN sobre calidad de gasolinas y de diesel, específicamente en lo referente a octanaje y cetanaje, contenido de aromáticos, benceno y azufre, así como otras sustancias contaminantes;

b) Se prohíbe la producción e importación de gasolina con plomo, por parte de los sujetos de control;

c) Las gasolinas que se importaren, se sujetarán a las respectivas normas INEN, y,

d) La calidad de los combustibles: gasolina (octanaje) y diesel 2 (octanaje) podrá ser mejorada mediante la incorporación de aditivos en refinería y/o terminales previa autorización de la Dirección Nacional de Hidrocarburos y la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas.

La empresa operadora deberá reportar ante la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas la hoja de seguridad incluyendo la composición de los aditivos a utilizar. Se fomentará la instalación de tecnologías de refinación que mejoren la calidad de las gasolinas, tales como plantas de isomerización, alquilación, y el uso de aditivos oxigenados hasta un equivalente de 2.7% O₂. Se preferirá y fomentará la producción y uso de aditivos oxigenados, tal como el etanol anhidro, a partir de materia prima renovable.

Art. 68. - Distancias de seguridad:

a) Zona de seguridad. - La infraestructura de industrialización deberá estar - rodeada de un cinturón de seguridad cuyo límite se establecerá en base de un análisis de riesgo en el respectivo Estudio Ambiental, y estará de preferencia arborizado y/o revegetado con

especies propias de la región. La Subsecretaría de Protección Ambiental a través de la Dirección Nacional de Protección Ambiental (DINAPA) efectuará el control y seguimiento sobre la observancia de esta franja de seguridad; y,

b) Distancia a centros poblados. - Las nuevas infraestructuras de industrialización deberán construirse en sitios distantes por lo menos diez kilómetros de los centros poblados y demás lugares públicos y/o comunitarios.

CAPITULO IX

ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS Y SUS DERIVADOS

Art. 69. - Disposiciones generales. - Se observarán todas las disposiciones generales establecidas en el Capítulo IV de este Reglamento en cuanto sean pertinentes.

Art. 70. - Estudios Ambientales. - Se presentarán los Estudios Ambientales del área de influencia, incluyendo una actualización y/o profundización del Diagnóstico Ambiental - Línea Base, para la construcción de ductos (oleoductos principales y secundarios, gasoductos y poliductos, estaciones de bombeo) e instalaciones para el almacenamiento de petróleo y sus derivados. Además de lo establecido en el artículo 41 de este Reglamento, deberá presentarse la siguiente descripción específica de las actividades del proyecto para esta fase:

Descripción del Proyecto:

- 1) Localización, diseño conceptual, trazado, construcción, derechos de vía y habilitación de la superficie para construcción de ductos, estaciones y terminales de almacenamiento y otras instalaciones de almacenamiento y transporte de petróleo y/o sus derivados y afines.
- 2) Fuentes de materiales, así como tratamiento y disposición de desechos.
- 3) Trazado y construcción de líneas de flujo y troncales.
- 4) Construcción y montaje de equipos.
 - 4.1) Infraestructura, almacenamiento, transporte y comercialización.
- 5) Captación y vertimiento de agua.
- 6) Análisis de alternativas.

Art. 71. - Tanques de almacenamiento. - Para los tanques de almacenamiento del petróleo y sus derivados, además de lo establecido en el artículo 25, se deberán observar las siguientes disposiciones:



a) Tanques verticales API y tanque subterráneos UL:

a. 1) El área para tanques verticales API deberá estar provista de cunetas y sumideros interiores que permitan el fácil drenaje, cuyo flujo deberá controlarse con una válvula ubicada en el exterior del recinto, que permita la rápida evacuación de las aguas lluvias o hidrocarburos que se derramen en una emergencia, y deberá estar conectado a un sistema de tanques separadores.

a.2) Entre cada grupo de tanques verticales API deberá existir una separación mínima igual al $\frac{1}{2}$ de la suma de sus diámetros, a fin de guardar la debida seguridad.

a.3) Los tanques de almacenamiento deberán contar con un sistema de detección de fugas para prevenir la contaminación del subsuelo. Se realizarán inspecciones periódicas a los tanques de almacenamiento, construcción de diques y cubetos de contención para prevenir y controlar hugas del producto y evitar la contaminación del subsuelo, observando normas API o equivalentes.

a.4) Las tuberías enterradas deberán estar debidamente protegidas para evitar la corrosión, y a por lo menos 0.50 metros de distancia de las canalizaciones de aguas servidas, sistemas de energía eléctrica y teléfonos.

A5) Cada tanque estará dotado de una tubería de ventilación que se colocará preferentemente en área abierta para evitar la concentración o acumulación de vapores y la contaminación del aire;

b) Recipientes a presión para GLP:

b. 1) Las esferas y los tanques horizontales de almacenamiento de gas licuado de petróleo (GLP) deberán estar fijos sobre bases de hormigón y mampostería sólida, capaces de resistir el peso del tanque lleno de agua, a fin de garantizar su estabilidad y seguridad y así evitar cualquier accidente que pudiera causar contaminación al ambiente.

b.2) Todas las operaciones de mantenimiento que se realicen en tanques de almacenamiento de combustibles y/o esferas de GLP, se ejecutarán bajo los condicionantes de las normas de seguridad del sistema PETROECUADOR, a fin de evitar cualquier derrame o fuga que pudiera afectar al ambiente;

c) Transporte de hidrocarburos y/o sus derivados costa afuera:

c. 1) El transporte de hidrocarburos y/o sus derivados costa afuera, a través de buque tanques, se realizará sujetándose a lo establecido por la Dirección General de la Marina Mercante y del Litoral, como autoridad marítima nacional responsable de la prevención y control de la contaminación de las costas y aguas nacionales.

c.2) Semestralmente durante los meses de junio y diciembre, la Dirección General de la Marina Mercante y del Litoral presentará a la Subsecretaría de Protección Ambiental a

través de la Dirección Nacional de Protección Ambiental un informe de las medidas ambientales aplicadas durante las actividades de transporte para el respectivo control y seguimiento; y,

d) Disposiciones generales para todo tipo de instalaciones:

d. 1) Mantener las áreas de las instalaciones industriales vegetadas con mantenimiento periódico para controlar escorrentías y la consecuente erosión.

d.2) Se presentará anualmente un informe de inspección y mantenimiento de los tanques de almacenamiento a la Subsecretaría de Protección Ambiental, así como sobre la operatividad del Plan de Contingencias incluyendo un registro de entrenamientos y simulacros realizados con una evaluación de los mismos.

Art. 72. - instalación y reutilización de tanques:

1. - Instalación. - Los tanques de almacenamiento de líquidos inflamables y combustibles que vayan enterrados, cumplirán las siguientes disposiciones:

a) Se debe proporcionar un claro mínimo de 50 centímetros, relleno con arena inerte a la corrosión, entre las paredes y tapas del tanque y la excavación;

b) La excavación, en donde se debe depositar un relleno mínimo de 30 centímetros de arena inerte bajo el tanque, debe ser lo suficientemente profunda, independiente de que se instalen o no elementos de concreto para su anclaje;

c) Se debe proporcionar un relleno mínimo de 30 centímetros de arena inerte entre tanque y tanque, cuando éstos sean colocados dentro de una misma excavación;

d) La profundidad de instalación de los tanques puede variar, dependiendo de si existe o no tráfico sobre éstos, así:

En áreas que no están sujetas a tráfico, la profundidad no debe ser menor a 90 centímetros.

En áreas sujetas a tráfico regular, la profundidad no debe ser menor a 125 centímetros.

En ambos casos, la profundidad estará medida a partir del lomo del tanque hasta el nivel del piso terminado, incluyendo el espesor de la losa de concreto armado del propio piso;

e) En caso de que el nivel freático se encuentre cerca de la superficie del terreno, se deben fijar los tanques de almacenamiento mediante cables de acero sujetos a anclas de concreto, las cuales deben ser construidas a todo lo largo del tanque, garantizando mediante el cálculo respectivo la estabilidad de la instalación (no flotación) de los tanques de almacenamiento;

f) Un tanque enterrado nunca debe ser instalado directamente sobre elementos rígidos de concreto o de cualquier otro material;

g) Cuando el tanque sea bajado o movido dentro de la excavación, deben evitarse impactos entre el tanque y cualquier otro elemento;

h) Cuando se instale más de un tanque de almacenamiento, se debe colocar arena inerte a la corrosión alrededor de cada tanque para prevenir movimientos;

i) Cuando la resistencia del terreno presenta las características de un suelo inestable, de acuerdo al estudio previo de mecánica de suelos, se deben proteger los tanques de almacenamiento del empuje directo del terreno, mediante técnicas de construcción adecuadas que garanticen impermeabilidad y resistencia al ataque de los hidrocarburos;

j) Tanto la excavación como otras construcciones en donde se coloquen los tanques, deben rellenarse totalmente con arena inerte, una vez instalados y probados éstos, con el objeto de no dejar ningún espacio libre donde puedan almacenarse vapores de hidrocarburos;

k) Conforme a las prácticas recomendadas para estaciones de servicio por el API 1615 o el API 653 y API 2610, es obligatoria la instalación de dispositivos para prevenir la contaminación del subsuelo, cuando se presente alguna fuga o derrame de producto de los tanques de almacenamiento; y,

l) En todos los tanques, tanto subterráneos como sobre superficie, se deberán instalar dispositivos que permitan detectar inmediatamente fugas de producto para controlar problemas de contaminación.

2. - Reutilización. - Los tanques para poder ser usados nuevamente, deben ser verificados en su integridad física, chequeados los espesores de cuerpo y tapas, el estado de los cordones de soldadura, de las placas de desgaste; ajustándose a los estándares de fabricación de UL 58. Luego deben ser sometidos a las pruebas de hermeticidad establecidas en la norma NFPA - 30 y UL - 58 o equivalentes; deben ser limpiados de cualquier recubrimiento anterior y ser recubiertos con fibra de vidrio o similar para formar el doble contenimiento, de acuerdo a la norma UL - 1746 o equivalente. Todas las verificaciones de integridad física anteriormente mencionadas deberán ser certificadas por una firma de reconocido prestigio nacional y/o internacional, especializada en inspección técnica.

Art. 73. - Construcción de ductos. - Para la construcción de oleoductos, poliductos y gasoductos se deberán observar las siguientes disposiciones:

1) Trazado:

1.1) Previo a la construcción y operación de ductos, poliductos y gasoductos se deberán considerar las características del terreno por donde va a atravesar, cruces de los cuerpos

de agua, el uso de la tierra, relieve del terreno; a fin de prevenir y/o minimizar el impacto en el ambiente, y asegurar la integridad de las mismas.

1.2) Los ductos submarinos se construirán enterrados en el lecho marino a fin de minimizar el riesgo de daños y la consecuente contaminación ambiental.

1.3) Para la definición de la ruta de los ductos, se deberán evitar en lo posible áreas geológicamente inestables.

1.4) El trazado y derecho de vía de un ducto y las rutas de acceso a instalaciones y campamentos deben ser ubicados de manera que minimicen impactos a los cuerpos de agua en general.

1.5) En la definición de rutas se procurará el desbroce mínimo requerido y se evitará afectar los sitios puntuales de interés ecológico, arqueológico y étnico.

2) Desbroce:

2.1) El ancho del desbroce en la ruta del ducto no será mayor de 10 metros en promedio, a nivel de rasante, el mismo que dependerá de la topografía y tipo de terreno a atravesar a lo largo del trazado, y en caso de que sea adyacente a la vía, su ancho máximo será de 6 metros a partir del borde de la obra básica, salvo en el caso de que se construya más de una línea (incluyendo cables de transmisión de energía o señales, y ductos de transporte de fluidos) y no sea técnicamente factible enterrarlas en la misma zanja.

2.2) Se minimizará la afectación en zonas de bosque primario y tierras dedicadas a la agricultura, o que sean drenadas o irrigadas intensivamente. En caso de producirse afectación a las tierras comunitarias o de pueblos indios, o propiedad de personas naturales o jurídicas, se liquidarán y pagarán las indemnizaciones del caso, de conformidad con lo dispuesto en la Ley de Hidrocarburos y tomando como referencia las tablas oficiales disponibles.

2.3) Para el trazado de ductos, el desbroce de senderos será exclusivamente manual; el ancho máximo para las mismas será de 1.20 metros. El material proveniente del desbroce y limpieza del terreno será adecuadamente reincorporado a la capa vegetal. La vegetación cortada en ningún caso será depositada en drenajes naturales.

2.4) Durante el desbroce se deberán evitar áreas con vegetación poco común o de especies en peligro de extinción.

2.5) Se evitarán, en lo posible, zonas pobladas, áreas ambientales sensitivas, tales como saladeros, lagunas, zonas temporalmente inundadas así como humedales, lugares de reproducción de fauna y sitios arqueológicos.

2.6) En el Patrimonio Nacional de Areas Naturales, el tendido de oleoductos se realizará sin abrir carreteras.

3) Ensayos hidrostáticos:

3.1) Durante los ensayos se deberá asegurar que el caudal de llenado del ducto desde fuentes superficiales no interfiera con los usos aguas abajo.

3.2) El desagüe de las tuberías debe hacerse a una velocidad no mayor que la velocidad de toma de la fuente. Un disipador de energía debe ser instalado para minimizar la erosión durante la descarga.

3.3) Las aguas provenientes de las pruebas hidrostáticas previa descarga deberán cumplir con los límites establecidos en la Tabla No. 4 del Anexo 2 de este Reglamento.

4) Restauración:

4.1) La operadora deberá identificar y restaurar las áreas afectadas durante la construcción del ducto.

4.2) En el caso de contingencias de cualquier índole la operadora deberá garantizar que dentro de un término de tiempo razonable, el derecho de vía será rehabilitado a fin de mitigar el impacto.

4.3) Se deberá actualizar permanentemente el Plan de Contingencia, a fin de evitar que el escurrimiento de lodos y/o crudo y derivados, en caso de derrames, pueda alcanzar cuerpos de agua.

5) Construcción:

5.1) La operadora y/o contratista deberán capacitar y entrenar al personal en procedimientos ambientales, el conocimiento y comportamiento de las áreas ecológica y culturalmente sensibles y el uso del criterio ambiental tanto para la construcción, como en la operación y/o mantenimiento de las líneas, a fin de evitar y/o minimizar el impacto.

5.2) Durante las etapas de despeje y desbroce para el derecho de vía, deberán usarse técnicas adecuadas, a fin de minimizar el impacto visual y adoptar medidas de restauración que permitan obtener condiciones ambientales aceptables.

5.3) En zonas pobladas y cruces de vías, la operadora y/o contratista deberán colocar señalización de aviso al público que incluya el nombre de la compañía operadora, profundidad a la que se encuentra la tubería enterrada y el número telefónico de la dependencia competente en caso de producirse cualquier emergencia.

5.4) Tratar y disponer todos los desechos generados durante la construcción de manera que no produzcan un impacto adverso en el ambiente, y de acuerdo a lo especificado en el Plan de Manejo de Desechos propuestos en el PMA por parte de la constructora.

5.5) Los tanques utilizados para el aprovisionamiento de combustibles durante la construcción de los oleoductos, poliductos y gasoductos, deberán cumplir con las normas generalmente aceptadas por la industria petrolera a efectos de prevenir la ocurrencia de derrames o contingencias de cualquier índole.

5.6) Los oleoductos y poliductos deberán ser enterrados a excepción de los tramos que técnicamente no lo permitan, en cuyo caso se presentarán los justificativos técnicos y económicos en el Estudio Ambiental.

5.7) En los cruces de ríos, la línea deberá ir enterrada bajo el lecho cuando el caso técnicamente lo amerite.

5.8) Si los ductos atraviesan núcleos poblados, se instalarán válvulas de cierre en cada uno de los extremos, así como en cualquier sitio que lo amerite, de acuerdo con el Plan de Manejo Ambiental.

5.9) Para el ejercicio del derecho de vía, se deberá mantener el área libre de desechos y tendrá que ser revegetada con técnicas que permitan el fácil acceso para mantenimiento del ducto en casos de emergencia.

5.10) Los ductos en general deberán contar con una adecuada protección externa e interna, que permita prevenir derrames ocasionados por alta presión, alta temperatura, corrosión, obsolescencia u otros factores de riesgo, de acuerdo con normas aceptadas en la industria petrolera.

5.11) Toda tubería enterrada deberá estar protegida en los cruces de carreteras y caminos de conformidad con normas API o equivalentes.

5.12) Las vibraciones resultantes de las faenas de construcción y operación de las instalaciones relacionadas con los ductos que transportan hidrocarburos y/o sus derivados deben ser controladas de manera que no se afecte a la salud de los trabajadores, pobladores, ni al ecosistema circundante.

5.13) Finalizada la construcción, todo equipo e instalación de superficie serán desmantelados y removidos, y el área deberá ser recuperada, de acuerdo al Plan de Manejo Ambiental.

6) Transporte en autotanques y buque tanques

Los vehículos y buques transportadores de combustibles líquidos y gaseosos derivados del petróleo deberán reunir los siguientes requisitos mínimos:

6.1) Deberán contar con el equipo para control contra incendios y/o cualquier emergencia.

6.2) Los tanques, las tuberías, las válvulas y las mangueras deberán mantenerse en adecuado estado, a fin de evitar daños que podrían ocasionar cualquier tipo de contaminación tanto en tierra como en mar.

6.3) El transporte de combustibles, tanto terrestre como marítimo, se deberá realizar sujetándose a las respectivas Leyes y Nominas de Seguridad Industrial y protección ambiental vigentes en el país.

6.4) Las empresas responsables de este tipo de transporte deberán instruir y capacitar al personal sobre las medidas de Seguridad Industrial y de conservación y protección ambiental, a fin que se apliquen las mismas en el desempeño y ejecución de su trabajo.

CAPITULO X

COMERCIALIZACION Y VENTA DE DERIVADOS DE PETROLEO PRODUCIDOS EN EL PAIS E IMPORTADOS

Art. 74. - Disposiciones Generales. - Se observarán todas las disposiciones generales establecidas en el Capítulo IV de este Reglamento en cuanto sean pertinentes.

Art. 75. - Estudios Ambientales. - Se presentarán los Estudios Ambientales del área de influencia, incluyendo el Diagnóstico Ambiental - Línea Base, tanto para la construcción como para la remodelación de Centros de Distribución, sea estación de servicio, depósito naviero nacional, depósito naviero internacional, depósito pesquero, o depósito aéreo, plantas envasadoras de GLP, terminales de almacenamiento de productos limpios. La guía metodológica del artículo 41 se aplicará en un detalle justificado en función de la magnitud y ubicación del proyecto, conforme a los Términos de Referencia aprobados, y se deberá presentarse la siguiente descripción específica de las actividades del proyecto para esta fase:

Descripción del Proyecto:

1) Localización, diseño conceptual y habilitación de la superficie para construcción o remodelación de Centros de Distribución, sea estación de servicio, depósito naviero nacional, depósito naviero internacional, depósito pesquero o depósito aéreo, plantas envasadoras de GLP, terminales de almacenamiento de productos limpios.

2) En caso de remodelación de centros de distribución, diagnóstico de posible contaminación de suelos y aguas subterráneas (muestreos, análisis, localización exacta, etc.).

3) Materiales de construcción a utilizarse.

4) Instalación y montaje de equipos.

4.1) Infraestructura, almacenamiento para la comercialización.

4.2) Evaluación del sistema de manejo de desechos sólidos, líquidos y gaseosos.

5) Análisis de alternativas.

6) Adjuntar en anexos además: documento de calificación del terreno emitido por la DNH.

El Diagnóstico Ambiental - Línea Base para la remodelación de Centros de Distribución incluirá una caracterización de los suelos y aguas subterráneas, y en caso de haberse detectado contaminación del ambiente, se especificarán en el Plan de Rehabilitación de Areas Afectadas del Plan de Manejo Ambiental el tratamiento y tecnología de remediación a aplicarse para subsanar los problemas.

El requisito establecido en el artículo 37 de este Reglamento se aplicará a los Estudios Ambientales para instalaciones nuevas.

Art. 76. - Tanques en Estaciones de Servicio:

a) Instalaciones nuevas. -

Previo al otorgamiento de permisos para la construcción y el funcionamiento de Centros de Distribución conforme a las definiciones del artículo anterior, la Dirección Nacional de Hidrocarburos deberá contar con el informe técnico ambiental favorable y la aprobación del respectivo Estudio Ambiental de la Subsecretaría de Protección Ambiental.

a. 1) Los tanques para almacenamiento de líquidos combustibles e inflamables deben ser tanques horizontales, cilíndricos, atmosféricos, para instalación subterránea, con doble pared, provistos de un sistema de monitoreo intersticial de fugas, fabricados bajo estándares UL 58 y UL 1746.

En el caso que sean tanques sobre superficie deberán fabricarse bajo UL 142 y contar además con un sistema retardante de fuego que proteja al tanque de una eventual ignición, por al menos dos horas continuas, o de un sistema de inertización del aire para evitar el fuego, o con un sistema automático de extinción de fuego o algún otro sistema que impida que el tanque corra algún riesgo de incendio.

a.2) El diseño, fabricación y montaje se lo realizará de acuerdo a las mejores prácticas de la ingeniería, dando cumplimiento estricto de los códigos y normas aplicables tanto nacionales como de ASTM, API, ASME, NFPA, UL, ANSI y EPA o equivalentes.

a. 3) Los tanques deberán ser cilíndricos para instalación horizontal, fabricados con planchas de acero al carbón de conformidad con el código correspondiente y recubiertas exteriormente con fibra de vidrio o similar, los cuales deberán tener un certificado de calidad otorgado por el fabricante.

a.4) Todos los tanques deberán ser probados in situ hidrostáticamente con agua limpia para verificar su hermeticidad previo a su utilización.

a.5) Las válvulas deben ser apropiadas para uso con productos refinados de petróleo con una presión de trabajo correspondiente al ANSI No. 150.

a.6) Las líneas de venteo serán de 2 pulgadas de diámetro, cuya boca de descarga deberá estar a una altura no menos de 4 metros sobre el nivel de piso, y estará provisto de una campana de venteo para evitar el ingreso de aguas lluvias al tanque de almacenamiento.

a.7) En los surtidores que funcionan con bomba sumergible, deberá instalarse una válvula de emergencia, la cual deberá cerrarse automáticamente en el caso de que el surtidor sufra un golpe o volcamiento.

a.8) El trasiego de los líquidos inflamables desde los camiones cisternas o los depósitos subterráneos se efectuará por medio de mangueras con conexiones de ajuste hermético que no sean afectadas por tales líquidos y que no produzcan chispas por roce o golpe.

a.9) Los aspectos relativos a instalaciones sanitarias, de seguridad industrial y protección ambiental estarán de acuerdo a las Ordenanzas Municipales vigentes y demás regulaciones afines del Ministerio de Energía y Minas.

a. 10) Las dimensiones del tanque, diámetro interno y espesor de paredes deben estar determinadas por su capacidad y material de construcción, conforme a las normas vigentes y buenas prácticas de ingeniería. Es responsabilidad de la operadora de garantizar la estructura de la construcción de tal modo que no se produzcan accidentes que puedan perjudicar al ambiente.

La capacidad operativa del tanque no será menor que la capacidad nominal, y ni mayor que 110% de la capacidad nominal.

La longitud del tanque no será mayor que 6 veces su diámetro.

b) Estaciones de Servicio en remodelación.-

b. 1) Para Estaciones de Servicio en remodelación se requiere un certificado de la situación actual de los tanques de almacenamiento de combustible, de acuerdo a lo establecido en el numeral 2 del artículo 72, emitido por empresas que hayan sido calificadas y/o debidamente autorizadas ante el organismo competente.

b.2) La remodelación de Estaciones de Servicio culminará en los mismos estándares exigidos en el punto a) de este artículo, y demás disposiciones regulatorias aplicables.

Art. 77. - Manejo de desechos. - Además de lo establecido en los artículos 28, 29, 30 y 31 de este Reglamento, la comercialización de combustibles, lubricantes y afines a los diferentes sectores de consumo deberá cumplir con lo siguiente:

Si se trata de Centros de Distribución en los cuales además del expendio de combustible se expenden lubricantes y se dan servicios de lubricación, cambio de aceites cíe motor, lavado y engrasado de vehículos automotores, de conformidad con el Plan de Manejo Ambiental deberán contar obligatoriamente con un equipo instalado para la recirculación de agua y la recolección y recuperación de hidrocarburos: combustibles, grasas, aceites, etc. La instalación de trampas de aceites y grasas en puntos estratégicos es obligatoria. Estos establecimientos deberán llevar bajo su responsabilidad un registro mensual de los volúmenes de combustible, grasas y aceites recuperados y de su disposición final.

Art. 73 - Normas de seguridad. - En la comercialización de derivados de petróleo y afines se observarán, además de lo establecido en los artículos 26 y 27, las siguientes disposiciones de seguridad:

a) Está prohibido el suministro de combustibles a los vehículos de servicio público que estén ocupados por pasajeros y a vehículos con el motor encendido;

La carga y descarga de tanqueros se realizará de tal manera que no obstaculice el tráfico vehicular y peatonal, debido al peligro que representa esta operación;

c) En las estaciones de servicio no será permitido fumar ni hacer fuego, ni arrojar desperdicios; y deberá contarse con la señalización correspondiente;

d) Todas las tuberías de despacho y ventilación estarán instaladas de manera que queden protegidas contra desperdicios y accidentes. Donde estén enterradas, las tuberías irán a una profundidad mínima de 40 centímetros bajo el pavimento a superficie del terreno y deberán ser debidamente protegidas exteriormente contra la corrosión a fin de evitar fugas o derrames que pudieran causar daños al ambiente;

e) Junto a las bocas de descarga se instalará una toma a tierra, a la cual será conectado el autotanque previo al trasvase del combustible, para eliminar la transmisión de la energía estática;

f) Los surtidores de combustibles deberán estar ubicados de tal modo que permitan el fácil acceso y la rápida evacuación en casos de emergencia;

g) Alrededor de la periferia de las instalaciones, se deberá implementar un programa de ornamentación, a través de forestación o arborización, a fin de dotar al lugar de buena calidad de aire y paisajística; y,

h) Todo centro de expendio de lubricantes, estaciones de servicio, lavadoras y lubricadoras, plantas envasadoras y centro de distribución de gas licuado de petróleo y demás centros de distribución destinados a la comercialización de derivados deberán cumplir con los siguientes requisitos:

h. 1) Todas las estaciones de almacenamiento de hidrocarburos y/o derivados deberán registrar ante la Dirección Nacional de Protección Ambiental (DINAPA) una fotocopia,

certificada por el fabricante, de la placa de identificación de los tanques. La placa de identificación de los tanques debe tener al menos la siguiente información: empresa fabricante, estándar de fabricación o norma de fabricación, años de fabricación, capacidad, número de identificación del tanque.

h.2) En todas las estaciones de servicio y gasolineras se observará que los tanques cumplan con las especificaciones técnicas requeridas, y que a más de la seguridad garanticen un mínimo riesgo de daño al ambiente. En caso de expender combustibles en tambores, canecas u otros envases, éstos deberán ser herméticos y guardar las seguridades correspondientes.

Art. 79. - Normas de manejo. - Las compañías productoras o comercializadoras de grasas y aceites lubricantes domiciliadas en el país incorporarán obligatoriamente al envase de su producto además de las normas técnicas y tiempo de vida útil del producto, las normas que deben observarse en su manejo, así como las condiciones mínimas a cumplirse para una disposición final ambientalmente limpia de los desechos que se produzcan en su manejo.

El seguimiento al cumplimiento de tales normas por parte de los centros de distribución o de servicios es responsabilidad de las compañías productoras o comercializadoras que suministran las grasas y aceites lubricantes, las que reportarán trimestralmente a la Dirección Nacional de Protección Ambiental el volumen de grasas y aceites lubricantes vendidos, así como también la identificación de los establecimientos o personas naturales o jurídicas a los que por incumplimiento de las normas de manejo y disposición se les haya retirado la distribución o suministro.

Art. 80. - Aditivos. - Las comercializadoras de derivados de petróleo informarán a la Subsecretaría de Protección Ambiental de la composición química de aditivos que van a incorporar a los combustibles a comercializarse

Art. 81. - Responsabilidad de la comercializadora. - Las compañías productoras y/o comercializadoras y sus distribuidores, personas naturales o jurídicas relacionadas con estas actividades, en todas las fases deberán cumplir sus actividades observando las normas legales y reglamentarias de protección ambiental y convenios internacionales ratificados por el Ecuador. Para tal efecto y a fin de dar seguimiento al cumplimiento de sus obligaciones ambientales, en el marco contractual que establezcan con PETROECUADOR y con sus distribuidores y/o mayoristas deberán constar las respectivas cláusulas correspondientes a la protección ambiental, y las compañías productoras y/o comercializadoras serán responsables del seguimiento al cumplimiento de dichas obligaciones ambientales. Anualmente, las compañías comercializadoras y/o productoras presentarán a la Subsecretaría de Protección Ambiental a través de la Dirección Nacional de Protección Ambiental un informe sobre el seguimiento ambiental a sus distribuidores y/o mayoristas y demás actividades realizadas en los aspectos de protección ambiental.

De todas maneras, las comercializadoras deberán precautelar cualquier afectación al medio ambiente. La inobservancia de estas disposiciones por parte de sus distribuidores, personas naturales o jurídicas relacionadas con estas actividades, serán de su exclusiva responsabilidad.

Art. 82. - Registros sobre grasas y aceites lubricantes. - Todo establecimiento, centros de distribución o estación de servicio que expende grasas, aceites, lubricantes y prestan servicios de lubricación como cambio de aceite de motor, lavado y engrasado de automotores deberá llevar un registro de sus proveedores, de las cantidades de grasas y aceites lubricantes que maneja y de la disposición final que hace de los desechos. Esta información la reportará trimestralmente a la Dirección Nacional de Protección Ambiental.

CAPITULO XI

OBRAS CIVILES

Art. 83. - Disposiciones generales. - Se observarán todas las disposiciones generales establecidas en el Capítulo IV de este Reglamento en cuanto sean pertinentes.

Art. 84. - Estudios Ambientales. - Los sujetos de control, para la construcción de obras civiles, locaciones de pozos, centros de distribución, construcción y/o ampliación de refinerías, plantas de gas, terminales de almacenamiento, plantas envasadoras de gas, estaciones de servicio y demás instalaciones de la industria hidrocarburífera deberán presentar para el análisis, evaluación y aprobación de la Subsecretaria de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas, los Estudios Ambientales que deberán estar incluidos en la fase correspondiente.

Art. 85. - Normas operativas. - En la ejecución de obras civiles deberá cumplirse con las siguientes disposiciones:

a) Construcción de vías:

a. 1) El desbroce para apertura de senderos será exclusivamente manual. El material proveniente del desbroce y limpieza del terreno será técnicamente procesado y reincorporado a la capa vegetal mediante tecnologías actuales disponibles en el país. La vegetación cortada en ningún caso será depositada en drenajes naturales.

a.2) El ancho total del desbroce y desbosque será de máximo 20 metros; si amerita un desbroce mayor de 20 metros, se justificará técnicamente ante la Subsecretaria de Protección Ambiental.

a.3) Los árboles cortados correspondientes al dosel y subdosel, se colocarán en los bordes del trazado para utilización posterior. El material vegetal remanente será reincorporado a la capa vegetal.

Los Estudios Ambientales para el trazado de vías deberán identificar y contemplar la conservación de especies forestales de características o dimensiones excepcionales; o especies en peligro, endémicas o raras.

a.4 Excavación, corte y relleno.

a.4. 1) El trazado de la vía deberá realizarse con pendientes que minimicen el impacto ambiental. Los taludes deberán ser tratados y revegetados de tal manera que se eviten los deslizamientos y la erosión.

a.4.2) El ancho de la obra básica no será mayor de 10 metros, incluyendo cunetas; el ancho de la calzada no será mayor de 5 metros. Cada 500 metros se tendrá un sobreecho adicional de rodadura de máximo 5 metros para facilitar el cruce de los vehículos; en casos justificados por la topografía del terreno y seguridad de tráfico, los sobreechos podrán ubicarse a menor distancia.

a.4.3) El material utilizado para el refuerzo del área de rodadura podrá ser sintético; para la conformación y compactación de la sub - base se utilizará arena y grava. Adicionalmente, en las áreas de trabajo, se permitirá utilizar el material resultante del desbroce de la vía.

a.4.4) Para la construcción de estructuras menores como alcantarillas para cruces de agua y agua lluvia, cunetas laterales a lo largo de toda la vía, tratamiento de taludes, construcción de cunetas de coronación y conformación de terrazas en los taludes altos, se adoptarán las debidas medidas técnicas a fin de obtener un adecuado funcionamiento de la vía y precautelar las condiciones ambientales.

a.5) Durante la ejecución de obras civiles, incluyendo la construcción de puentes, se deberán minimizar los efectos de construcción sobre el ambiente, manteniendo la estabilidad y compactación adecuada de las vías a fin de evitar el deterioro de la calidad del aire por emisión de material particulado.

a.6) Se mantendrán puentes de dosel forestal cuando sea factible, así como estructuras que permitan la continuidad de corredores naturales.

a.7) Al realizar la remoción de la capa orgánica, ésta deberá ser almacenada, sin compactar, para usos posteriores en planes de revegetación.

a.8) Se deberá minimizar la remoción de la vegetación, preservando las áreas verdes donde no se modifique la topografía. La reposición de la vegetación deberá ser contemplada en el Plan de Reforestación con especies nativas del lugar.

a.9) Cuando una mina de arena o grava esté bajo control de la operadora, deberá formularse un plan de explotación, como parte del Plan de Manejo Ambiental.

a. 10) El reconocimiento del trayecto se realizará sobre la base de la selección de la mejor alternativa técnica, económica y ambiental.

a. 11) Para el mantenimiento de la capa de rodadura, se podrán utilizar subproductos de crudo, tratados de tal manera que sea una mezcla bituminosa estable y compatibles con la protección del medio ambiente, previa autorización de la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas.

Se prohíbe regar petróleo en la superficie de las carreteras y vías de acceso, para así evitar la contaminación.

b) Alcantarillas.

b. 1) Se deberán colocar alcantarillas con dimensiones, resistencias, capacidades y pendientes apropiadas para evitar efectos adversos al ambiente.

b.2) Periódicamente deberá realizarse el mantenimiento a las alcantarillas, incluyendo limpieza de sedimentos y material vegetal, que pudiera causar represamientos.

b.3) Controlar la erosión a la entrada y salida de las alcantarillas, mediante la construcción de estructuras apropiadas.

b.4) Las alcantarillas deberán instalarse considerando el caudal, cauce y pendiente natural, a fin de disminuir la erosión y la incorporación de sedimentos a cuerpos de agua.

c) Cunetas:

c. 1) Las cunetas serán construidas con pendiente que facilite la circulación y evacuación del agua lluvia.

c.2) Realizar periódicamente su limpieza y mantenimiento a fin de evitar su deterioro y controlar la libre circulación del agua lluvia.

d) Taludes:

d. 1) En las zonas donde los cortes son menores, los taludes se construirán con mayor pendiente, y, en cortes mayores con menor pendiente, utilizando sistemas de terrazas para evitar el deslizamiento del suelo y favorecer la revegetación posterior.

d.2) Se deberán estabilizar los taludes a fin de minimizar la acción erosiva originada por el impacto del agua lluvia sobre el material. En caso de revegetación de taludes, el seguimiento a la revegetación será responsabilidad de la operadora.

d. 3) Cuando sea técnicamente recomendable, se deberá construir y dar mantenimiento a cunetas de coronación para recoger la escorrentía superficial y encauzarla hacia su disposición final y así evitar su circulación y evacuación por la superficie del talud.

e) Señalización.

Todas las vías deberán ser señalizadas con sujeción a las leyes de tránsito vigentes en el Ecuador y demás reglamentos adoptados por cada compañía.

f) Abandono.

Cuando finalice la necesidad del uso de vías en proyectos en ejecución dentro del Patrimonio Nacional de Areas Naturales, Bosques y Vegetación Protectores así como manglares, se deberán retirar puentes en cruces de cuerpos de agua, e inhabilitar las vías, revegetando con especies nativas del lugar, mantener barreras de control por un período adicional de 2 años y fijar avisos de prohibición de usar la vía, de acuerdo con el Plan de Manejo Ambiental aprobado por la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas.

Si se presentaren situaciones especiales, deberá comunicarse el particular a la Subsecretaría de Protección Ambiental de conformidad con lo dispuesto en el literal d. 1), numeral 1.2 del artículo 52 de este Reglamento.

g) Cruces fluviales importantes.

El sitio elegido para los cruces fluviales deberá evitar saladeros y tener en cuenta la morfología fluvial, cuidando el ángulo de cruce para evitar estrechamiento del cauce por la colocación de columnas o estribos dentro de la corriente.

h) Infraestructura de campamentos.

h. 1) El área máxima de deforestación, limpieza y movimiento de tierras deberá estar planificada en función del número de usuarios y servicios.

h.2) En el caso de campamentos temporales, se procurará que sean portátiles y modulares, a fin de utilizar el espacio mínimo necesario; se utilizará la madera resultante del desbroce del área del campamento, material sintético y reutilizable. En zonas habitadas se utilizará en lo posible infraestructura existente.

i) Estaciones de servicio, plantas envasadoras de gas y otros centros de almacenamiento y distribución de derivados de hidrocarburos:

i. 1) Durante la implantación de estaciones de servicio, plantas envasadoras de gas y otros centros de almacenamiento y distribución, se deberá contemplar obligatoriamente la construcción y/o instalación de canales perimetrales, trampas de grasas y aceites, sistemas cerrados de recirculación de agua y retención y demás infraestructura que minimice los riesgos y daños ambientales.

i.2) Los tanques de combustible y su manejo deberán cumplir con lo establecido en los artículos 25, 72 y 76 de este Reglamento.

CAPITULO XII

LIMITES PERMISIBLES

Art. 86. - Parámetros. - Los sujetos de control y sus operadoras y afines en la ejecución de sus operaciones, para descargas líquidas, emisiones a la atmósfera y disposición de los desechos sólidos en el ambiente, cumplirán con los límites permisibles que constan en los Anexos No. 1, 2 y 3 de este Reglamento, los cuales constituyen el programa mínimo para el monitoreo ambiental interno y se reportarán a la Subsecretaría de Protección Ambiental conforme La periodicidad establecida en el artículo 12 de este Reglamento.

En caso de exceder un límite permisible establecido en los anexos, se debe reportar inmediatamente a la Subsecretaría de Protección Ambiental y justificar las acciones correctivas tomadas.

a) Anexo 1: Parámetros técnicos.

a. 1) Tabla No. 1: Límites máximos permisibles de ruido

a.2) Tabla No. 2: Distancias mínimas permitidas para puntos de disparo, explosivos o no explosivos.

b) Anexo 2: Parámetros, valores máximos referenciales y límites permisibles para el monitoreo ambiental interno rutinario y control ambiental.

b. 1) Tabla No. 3: Valores máximos referenciales para emisiones a la atmósfera.

b.2) Tabla No. 4: Límites permisibles para aguas y descargas líquidas en la exploración, producción, industrialización, transporte, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos y sus derivados.

4.a) Límites permisibles en el punto de descarga de efluentes (descargas líquidas).

4.b) Límites permisibles en el punto de control en el cuerpo receptor (inmisión).

b.3) Tabla No. 5: Límites permisibles para descargas de aguas negras y grises.

b.4) Tabla No. 6: Límites permisibles para la identificación y remediación de suelos contaminados en todas las fases de la industria hidrocarburífera, incluidas las estaciones de servicios.

b.5) Tabla No. 7: Límites permisibles de lixiviados para la disposición final de lodos y rípios de perforación en superficie.

b.6) Tabla No. 8: Clasificación de desechos procedentes de todas las fases de explotación, producción, transporte, almacenamiento, industrialización y comercialización de la industria hidrocarburífera

c) Anexo 3: Parámetros, valores máximos referenciales y límites permisibles para el monitoreo y control ambiental profundizado.

c. 1) Parámetros a determinarse en la caracterización de aguas superficiales en Estudios de Línea Base -Diagnóstico Ambiental.

c.2) Parámetros adicionales y Límites permisibles para aguas y descargas líquidas en la exploración, producción, industrialización, transporte, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos y sus derivados.

c.3) Parámetros recomendados y valores referenciales para aguas en piscinas remediadas destinadas al uso para piscicultura.

Art. 87. - Parámetros adicionales. - Para todos los demás parámetros que 110 se establecen en este Reglamento para el monitoreo ambiental permanente, se aplicarán los parámetros y límites permisibles que constan en las Tablas No. 9 y 10 del Anexo 3 de este Reglamento. Una caracterización físico - química completa de aguas, emisiones y suelos será obligatoria para:

a) El Diagnóstico Ambiental - Línea base de los Estudios Ambientales;

b) Dentro del monitoreo ambiental interno cada seis meses, excepto para las fases, instalaciones y actividades de almacenamiento, transporte, comercialización y transporte de hidrocarburos, para las cuales se deberá realizar cada dos años; y,

c) En todos los casos en que uno o varios parámetros del monitoreo ambiental establecido en este Reglamento se encuentren fuera de los límites o rangos permitidos.

En estos casos, los resultados y las acciones correctivas adoptadas se reportarán inmediatamente a la Subsecretaría de Protección Ambiental, adicionalmente a los informes periódicos de los monitoreos.

La Subsecretaría de Protección Ambiental a través de la Dirección Nacional de Protección Ambiental podrá requerir muestreos y análisis de parámetros adicionales en cualquier momento que los estime necesarios en base del Control y Seguimiento Ambiental que efectúa a las operaciones hidrocarburíferas

CAPITULO XIII

VIGILANCIA Y MONITOREO AMBIENTAL

Art. 88. - Mecanismos de vigilancia y monitoreo ambiental. - Con la finalidad de vigilar que en el desarrollo de las actividades hidrocarburíferas no se afecte al equilibrio ecológico y a la organización económica, social y cultural de las poblaciones, comunidades campesinas e indígenas asentadas en las zonas de influencia directa de tales actividades, la Subsecretaría de Protección Ambiental definirá y coordinará los mecanismos de participación ciudadana en la vigilancia y el monitoreo de las actividades hidrocarburíferas.

Art. 89. - Espacios para la comunidad en el control y seguimiento. - En el trabajo de campo de control y seguimiento ambiental a las operaciones hidrocarburíferas que efectúa la Dirección Nacional de Protección Ambiental, se preverán espacios de vigilancia ciudadana a través de delegados de la comunidad que aportarán con sus observaciones y recomendaciones en muestreos y reuniones, las cuales serán evaluados y considerados por la Dirección Nacional de Protección Ambiental para el desarrollo técnico del control y seguimiento.

CAPITULO XIV

DE LAS SANCIONES Y DENUNCIAS

Art. 90. - Multas y otras Sanciones. - Las infracciones a la Ley de Hidrocarburos o a los Reglamentos en que incurran en materia socio - ambiental, durante las actividades hidrocarburíferas: los sujetos de control, que el Subsecretario de Protección Ambiental someta a conocimiento y resolución del Director Nacional de Hidrocarburos, serán sancionadas por éste de conformidad con el artículo 77 de la Ley de Hidrocarburos, según la gravedad de la falta, además de la indemnización por los perjuicios o la reparación de los daños producidos.

Las subcontratistas, además de las sanciones a que hubiere lugar en aplicación de este Reglamento, podrán ser eliminadas del registro de calificación de empresas para provisión de obras y servicios.

Para que el Director Nacional de Hidrocarburos proceda a la aplicación de sanciones requerirá únicamente que el Subsecretario de Protección Ambiental remita la correspondiente disposición escrita, junto con una copia del expediente en que se fundamenta. El Director Nacional de Hidrocarburos deberá dictar la sanción en el término de sesenta días de recibida dicha documentación, mediante procedimiento de requerimiento previo.

De las sanciones impuestas por el Director Nacional de Hidrocarburos se podrá apelar ante el Ministro de Energía y Minas.

La Subsecretaría de Protección Ambiental podrá suspender la respectiva actividad temporalmente hasta que se repare la falta u omisión.

Art. 91. - Denuncias. - Se concede acción popular para denunciar ante la Subsecretaria de Protección Ambiental todo hecho que contravenga el presente Reglamento. Las denuncias presentadas a través del Ministerio del Ambiente se pondrán a conocimiento de la Subsecretaria de Protección Ambiental para su trámite consiguiente.

Presentada la denuncia y en base de la evaluación de los documentos que la sustentan, la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas, de considerarlo necesario, dispondrá que la Dirección Nacional de Protección Ambiental de inmediato realice una inspección técnica del lugar en que se han producido los hechos denunciados o un examen especial, a fin de evaluar el impacto ambiental causado, y en el término de diez días a partir de dicha diligencia emitir el informe correspondiente debidamente fundamentado cuya copia será remitido al denunciante.

El denunciado, en el término de quince días de notificado con la denuncia, presentará las pruebas de descargo ante la Subsecretaría de Protección Ambiental, y podrá iniciar las acciones legales a que hubiere lugar frente a denuncias no comprobadas e infundadas.

De considerar la Subsecretaria de Protección Ambiental la denuncia infundada ésta resolverá ordenar su archivo. En caso contrario, se procederá de acuerdo al artículo 90 de este Reglamento.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

PRIMERA. - Convalidación ambiental de operaciones hidrocarburíferas. - Los sujetos de control, dentro de los trescientos sesenta días siguientes a la publicación del presente Reglamento en el Registro Oficial, deberán presentar, si no lo hubieren hecho, los Estudios Ambientales para todas las fases de la actividad hidrocarburífera, en caso contrario, la Subsecretaria de Protección Ambiental procederá conforme el artículo 90 de este Reglamento.

En las planificaciones institucionales se contemplarán los presupuestos ambientales adecuados para todos los aspectos que se establecen en este Reglamento.

SEGUNDA. - Instalaciones en operación. - Los ductos e instalaciones para almacenamiento, así como los centros de distribución que se encuentren en operación sin contar con los Estudios y Planes Ambientales aprobados, dentro de los ciento ochenta días siguientes a la promulgación de este Reglamento deberán presentar el Plan de Manejo Ambiental respectivo sobre la base de un Diagnóstico Ambiental, de conformidad con lo dispuesto en los Capítulos IX y X de este Reglamento.

Concluido dicho plazo, la Dirección Nacional de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas pondrá en conocimiento de la Dirección Nacional de Hidrocarburos el particular para que proceda a la suspensión temporal de las instalaciones que no cuenten con el respectivo Plan de Manejo Ambiental aprobado.

TERCERA. - Laboratorios ambientales calificados. - Mientras no existan laboratorios ambientales calificados por la Subsecretaría de Protección Ambiental para el sector hidrocarburífero, los interesados podrán recurrir a los servicios de aquellos que mejor satisfagan sus requerimientos.

CUARTA. - Monitoreo ambiental interno. - Los sujetos de control deberán presentar, hasta dentro de noventa días después de la publicación del presente Reglamento en el Registro Oficial, a la Dirección Nacional de Protección Ambiental de la Subsecretaría de Protección Ambiental la identificación de los puntos del monitoreo ambiental interno de emisiones a la atmósfera y descargas líquidas para todos sus proyectos e instalaciones en operación, conforme el artículo 12 y los Formatos No. 1 y 2 del Anexo 4 de este Reglamento, así como los programas y proyectos de monitoreo y/o remediación de suelos y piscinas, conforme el artículo 16 de este Reglamento, para su aprobación.

QUINTA. - Información cartográfica en formatos electrónicos.- El formato requerido y compatible con los archivos de la Subsecretaría de Protección Ambiental serán archivos con extensión *.apr. Únicamente para Estaciones de Servicio en áreas urbanas se pueden presentar archivos con extensión *.dgn o *.dgnw.

PETROECUADOR, sus filiales y contratistas o asociados deberán presentar, a pedido expreso de la Subsecretaría de Protección Ambiental, la información cartográfica disponible en formatos electrónicos de los últimos tres años anteriores a la publicación del presente Reglamento en el Registro Oficial.

SEXTA. - Metodología para Estudios Ambientales.- Después de un plazo de 90 días a partir de la publicación del presente Reglamento en el Registro Oficial, todos los Estudios Ambientales deberán presentarse a la Subsecretaría de Protección Ambiental conforme a los requisitos y la metodología establecidos en el mismo.

Los Estudios Ambientales en proceso de realización a la fecha de publicación del presente Reglamento en el Registro Oficial se podrán presentar en la modalidad metodológica establecida en el Decreto Ejecutivo No. 2982, publicada en el Registro Oficial No. 766 del 24 de Agosto de 1995.

SEPTIMA. - Límites permisibles para emisiones a la atmósfera. - En base de los datos de monitoreo de emisiones atmosféricas sistematizados y evaluados por la Dirección Nacional de Protección Ambiental, se revisarán los valores máximos referenciales establecidos en este Reglamento y se fijarán los límites permisibles correspondientes, de acuerdo a los diferentes tipos de fuentes de emisión, hasta dentro de dos años a partir de la publicación del presente Reglamento en el Registro Oficial.

OCTAVA. - Monitoreo de Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos y Compuestos Orgánicos Volátiles. - Los monitoreos de los parámetros Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos (HAPs) y Compuestos Orgánicos Volátiles (COV) en emisiones a la atmósfera se deberán iniciar hasta dentro de 12 meses a partir de la publicación del

presente Reglamento en el Registro Oficial, conforme a la frecuencia establecida para el monitoreo de emisiones a la atmósfera.

DISPOSICIONES FINALES

Primera. - El presente decreto deroga expresamente, el Decreto Ejecutivo No. 675 del 15 de Abril de 1993, publicado en el Registro Oficial No. 174 del 22 de los mismos mes y año, el Decreto Ejecutivo No. 2982, publicado en el Registro Oficial No. 766 del 24 de Agosto de 1995, y el Acuerdo Ministerial No. 195, publicado en el Registro Oficial No. 451 del 31 de Mayo de 1994.

Segunda. - De la ejecución del presente decreto que entrará en vigencia a partir de su publicación en el Registro Oficial, encárguese al señor Ministro de Energía y Minas.

Dado en el Palacio Nacional, en Quito, a 2 de febrero del 2001.

f) Gustavo Noboa Bejarano, Presidente Constitucional de la República.

f) Ing. Pablo Terán Ribadeneira, Ministro de Energía y Minas.

Es fiel copia del original. - Lo certifico:

f) Marcelo Santos Vera, Secretario General de la Administración Pública.

(Anexo 13FET1;2)

Información requerida:

Signos convencionales: Todos los signos convencionales utilizados en el mapa en forma estándar con su respectiva simbología.

Nombre del mapa: Se refiere al tema con el cual se está desarrollando la información.

Fecha de ejecución: La fecha en la cual se ha realizado el tema o su actualización.

Escala: Referencia de la escala con la cual se ha realizado el proyecto.

Leyenda temática: Se debe incluir toda la leyenda con los aspectos que hacen referencia al tema tratado y la simbología utilizada.

Ubicación en el mapa del Ecuador: Representación gráfica del mapa del Ecuador y la localización gráfica del sitio analizado en dicho contexto.

Compañía o comercializadora: Nombre de la compañía petrolera o nombre de la comercializadora a la cual pertenece el proyecto.

Observaciones: Espacio destinado a llenar todos los datos técnicos que hacen referencia al proyecto como son:

ÿ Ministerio de Energía y Minas.
ÿ Dirección Nacional de Protección Ambiental.
ÿ Ubicación (provincia, cantón, parroquia, etc).
ÿ Elaborado por. (Nombre del autor del proyecto)
ÿ Sobre la base de: (formato satelital o cartografía de IGM)
ÿ Referencia y fuentes de información.
ÿ Denominación del archivo digital

(Anexo 13FET3)

Anexo 2: Parámetros, valores máximos referenciales y límites permisibles para el monitoreo ambiental interno rutinario y control ambiental

Tabla 3: Valores máximos referenciales para emisiones a la atmósfera.

Parámetros y valores máximos referenciales que se deberán monitorear y controlar en los puntos de emisión. Estos valores representan un marco referencial para la fijación posterior de límites permisibles, por lo tanto se deberán considerar valores recomendados.

La periodicidad de los muestreos y análisis, deberá cumplir con lo siguiente:

o Semanalmente en refinerías (emisión total de la instalación);

o Mínimo trimestralmente en mecheros, calderos, generadores y otras fuentes de emisión, excepto aquellos referidos en el siguiente punto;

o Semestralmente para las fases, instalaciones y actividades de almacenamiento, transporte, comercialización y venta de hidrocarburos.

Los puntos de muestreo se ubicarán en el punto de emisión (puertos de muestreo en chimeneas o en la salida del respectivo ducto). Se realizarán por lo menos dos lecturas a un intervalo de dos horas para la determinación de cada parámetro. Adicionalmente a los parámetros especificados en la tabla se reportarán los valores de oxígeno (% O₂) y temperatura para cada medición.

(Anexo 13FET4)

Tabla 4: Límites permisibles para el monitoreo ambiental permanente de aguas y descargas líquidas en la exploración, producción, industrialización, transporte,

almacenamiento y comercialización de hidrocarburos y sus derivados, inclusive lavado y mantenimiento de tanques y vehículos.

4.a) límites permisibles en el punto de descarga de efluentes (descargas líquidas).

4.b) límites permisibles en el punto de control en el cuerpo receptor (inmisión).

Tienen que cumplirse los límites establecidos en los dos puntos; quiere decir que si el efluente cumple con los límites establecidos pero en el punto de control se sobrepasan los límites, tienen que tomarse las respectivas medidas para disminuir los valores en el efluente hasta cumplir con la calidad exigida en el punto de control (inmisión).

Cualquier efluente debe ser oxigenado (aireación) previo a su descarga.

La periodicidad de los muestreos y análisis deberá cumplir con lo siguiente:

o Diario en refinerías y para descargas de perforación durante todo el periodo de perforación;

o Mínimo una vez al mes en todas las demás instalaciones hidrocarburíferas que generan descargas líquidas y en todas las fases de operación, excepto aquellos referidos en el siguiente punto;

o Semestralmente para las fases, instalaciones y actividades de almacenamiento, transporte, comercialización y venta de hidrocarburos que generen descargas líquidas.

(Anexo FET5;6)

Tabla 5: Límites permisibles para descargas de aguas negras y grises

La periodicidad de los muestreos y análisis será por lo menos semanal, excepto para las fases, instalaciones y actividades de almacenamiento, transporte, comercialización y venta de hidrocarburos, para las cuales se deberá realizar semestralmente.

(Anexo 13FET7)

En el caso de que no se llegase a cumplir con los parámetros establecidos, el tratamiento de:

- aguas lluvias.
- aguas industriales.
- aguas grises y negras

deberá realizarse por separado, salvo para los casos establecidos en el artículo 29, literal e de este Reglamento.

Tabla 6: Límites permisibles para la identificación y remediación de suelos contaminados en todas las fases de la industria hidrocarbúrfica, incluidas las estaciones de servicios.

Los Límites permisibles a aplicarse en un proyecto determinado dependen del uso posterior a darse al suelo remediado, el cual constará en el respectivo Programa o Proyecto de Remediación aprobado por la Subsecretaría de Protección Ambiental.

De presentar los suelos naturales (no contaminados) del área concentraciones superiores a los límites establecidos, se pueden incrementar los valores del respectivo parámetro hasta este nivel, siempre que se haya comprobado este fenómeno estadísticamente a través de un monitoreo de suelos no perturbados ni influenciados en el mismo área.

El monitoreo consistirá de una caracterización inicial del sitio y/o material a remediarse, un monitoreo de por lo menos un muestreo con los respectivos análisis cada seis meses, y una caracterización final una vez concluidos los trabajos. Dependiendo de la tecnología de remediación aplicada, la frecuencia del monitoreo será mayor, conforme al Programa o Proyecto de Remediación aprobado por la Subsecretaría de Protección Ambiental:

(Anexo 13FET8)

Tabla 7: Límites permisibles de lixiviados para la disposición final de lodos y ripios de perforación en superficie.

Los lodos y ripios de perforación, para su disposición final en superficie tienen que cumplir con los parámetros y límites permisibles indicadas en la tabla, dependiendo de si el sitio de disposición final cuenta con una impermeabilización de la base o no. El muestreo se realizará de tal manera que se obtengan muestras compuestas representativas en función del volumen total dispuesto en el respectivo sitio.

Los lodos de decantación procedentes del tratamiento de los fluidos de perforación se incluirán en el tratamiento y la disposición de los lodos y ripios de perforación. Además del análisis inicial para la disposición final, se requiere un seguimiento a través de muestreos y análisis periódicos:

1. a los siete días de la disposición de los lodos y ripios tratados;
2. a los tres meses de la disposición; y,
3. a los seis meses de la disposición.

(Anexo 13FET9)

Tabla 8: Clasificación de desechos procedentes de todas las fases y operaciones hidrocarburíferas, y recomendaciones de reducción, tratamiento y disposición.

A) Desechos caracterizados como peligrosos (conforme a la clasificación de desechos peligrosos del Convenio de Basilea sobre el control de los movimientos transfronterizos de los desechos peligrosos y su eliminación; vigente desde 1992):

(Anexo 13FET10;15)

Anexo 6: Glosario

Abandonar: Acción de dejar una instalación o un pozo, por razones técnicas o cuando no existen hidrocarburos; así también cuando ha finalizado la explotación de petróleo o gas, o no es rentable su explotación.

Abandono Temporal: Acción de taponar un pozo productivo de petróleo o gas cuando se declara la no comercialidad del campo o no se dispone de la infraestructura necesaria para incorporarlo a la fase de explotación.

Acuífero: Suelo o terreno con agua o bien capa subterránea de roca permeable, arena o gravilla que contiene o a través de la cual fluye agua. Se refiere a aguas subterráneas.

Aerobio: Aplicase al ser vivo que subsiste con oxígeno libre.

Agua de formación: Agua que se encuentra conjuntamente con el petróleo y el gas en los yacimientos de hidrocarburos. Puede tener diferentes concentraciones de sales minerales.

Aguas negras y grises: Residuo de agua. de composición variada, proveniente de un proceso de actividad doméstica, en el cual su composición original ha sufrido una degradación. Las aguas negras provienen de los baños, las aguas grises de cocina y lavandería.

Aguas residuales: Aguas resultantes de actividades industriales que se vienen como efluentes.

Agua subterránea: Agua del subsuelo, especialmente la parte que se encuentra en la zona de saturación, es decir por debajo del nivel freático.

Agua superficial: Masa de agua sobre la superficie de la tierra, conforma ríos, lagos, lagunas, pantanos y otros similares, sean naturales o artificiales.

Ambiente: Conjunto de elementos bióticos y abióticos, y fenómenos físicos, químicos y biológicos que condicionan la vida, el crecimiento y la actividad de los organismos vivos. Generalmente se le llama medio ambiente.

Anaerobio: Microorganismo capaz de vivir sin presencia de oxígeno libre, el cual obtiene a partir de la descomposición de diversos compuestos orgánicos.

API: American Petroleum Institute - la gravedad específica del petróleo se determina sobre la base de los estándares del API.

Crudo			0API
Extra		pesado	<10
Pesado	10	-	20
Medio			20-35
Liviano	35-45		

Area de influencia: Comprende el ámbito espacial en donde se manifiestan los posibles impactos ambientales y socioculturales ocasionados por las actividades hidrocarburíferas.

Aren de influencia directa: Comprende el ámbito espacial en donde se manifiesta de manera evidente, durante la realización de Los trabajos, los impactos socio ambientales.

Area (natural) protegida: Area de propiedad pública o privada, de relevancia ecológica, social, histórica, cultural y escénica, establecidas en el país de acuerdo con la Ley, con el fin de impedir su destrucción y procurar el estudio y conservación de especies de plantas o animales, paisajes naturales y ecosistemas.

Area útil: Superficie ocupada por plataforma, helipuerto y campamento.

Arenisca: Roca sedimentaria formada por granos de arena cementados.

Auditoría ambiental: Análisis, apreciación y verificación de la situación ambiental y del impacto de una empresa o proyecto determinado sobre el medio ambiente y el manejo sustentable de los recursos naturales, verificando, además, el cumplimiento de las leyes y regulaciones ambientales ecuatorianas, y del Plan de Manejo Ambiental.

Biodegradación: Proceso de transformación y descomposición de sustancias orgánicas por seres vivos, cambiando las características del producto original.

Biodiversidad: Cantidad y variedad de especies diferentes (animales, plantas y microorganismos) en un área definida, sea un ecosistema terrestre, marino, acuático, y en el aire. Comprende la diversidad dentro de cada especie, entre varias especies y entre Los ecosistemas.

Biorremediación: Proceso de remediar sitios contaminados que aprovecha el potencial de ciertos microorganismos de degradar y descomponer. los contaminantes orgánicos, optimizando a través de técnicas mecánicas y físico - químicas las condiciones para la acción microbiológica.

Biota: Conjunto de todos los seres vivos de un área determinada (animales, plantas, microorganismos). **Biótico:** perteneciente a los seres vivos.

Bosque: Asociación vegetal en la que predominan los árboles y otros vegetales leñosos; además contiene arbustos, hierbas, hongos, líquenes, animales y microorganismos que tienen influencia entre sí y en los caracteres y composición del grupo total o masa.

Bosque primario: Formación arbórea que representa la etapa final y madura de una serie evolutiva, no intervenida por el hombre.

Bosque protector: Formación forestal cuya función es proteger de la erosión una zona, regularizando su régimen hidrológico. Aquel contemplado en la Ley Forestal y de Conservación de Areas Naturales Y de Vida Silvestre, y Decretos y Acuerdos que lo crearen.

Calcinación: Incinerar a temperaturas altas para volatilizar toda la parte orgánica y quede únicamente el residuo mineral.

Clima: Estado medio de los fenómenos meteorológicos que se desarrollan sobre un espacio geográfico durante un largo período. Está determinado por una serie de factores: inclinación del eje terrestre, proporción tierra - mar, latitud, altitud, exposición a los vientos, etc., y se encuentra articulado a un conjunto de elementos tales como presión, humedad, temperatura, pluviosidad, nubosidad, etc.

Combustión completa: Reacción química entre el oxígeno u otros elementos y un material oxidable (combustible), acompañada casi siempre de desprendimiento de energía en forma de incandescencia o llama, que lleva a la formación de productos con un máximo grado de oxidación (combustión completa); si el proceso es incompleto se forman productos de grados inferiores de oxidación.

Compatibilidad ecológica: Característica de procesos y medidas adoptados por el hombre que no tienen influencia negativa sobre el medio ambiente y cada uno de sus componentes.

Contaminación: Proceso por el cual un ecosistema se altera debido a la introducción, por parte del hombre, de elementos sustancias y/o energía en el ambiente, hasta un grado capaz de perjudicar su salud, atentar contra los sistemas ecológicos y organismos vivientes, deteriorar la estructura y características del ambiente o dificultar el aprovechamiento racional de los recursos naturales.

Control (ambiental): Vigilancia y seguimiento (monitoreo externo) periódico y sistemático sobre el desarrollo y la calidad de procesos, comprobando que se ajustan a un modelo preestablecido. En las operaciones hidrocarburíferas, el control se realiza a través de la DINAPA; sinónimo de fiscalización ambiental. Véase también Monitoreo.

Coque: Residuo carbonoso que queda después de la destilación de los hidrocarburos susceptible de emigrar del producto petrolífero sometido a elevadas temperaturas y presión.

Costa afuera: Actividad que se realiza en el mar (off - -shore).

COV: Compuestos orgánicos volátiles (inglés: VOC). Tienen capacidad de formar oxidantes fotoquímicos por reacciones con los óxidos de nitrógeno en presencia de la luz solar; algunos COV son peligrosos para la salud.

Crudo: Mezcla de petróleo, gas, agua y sedimentos, tal como sale de las formaciones productoras a superficie.

Crudo intemperizado: Crudo que ha sido expuesto por un periodo largo a la intemperie, bajo la incidencia de temperatura, radiación solar, humedad y acción biológica y en consecuencia ha sufrido alteraciones en su composición y características físico - químicas iniciales.

Cuerda larga: Técnica de descargar materiales y equipos desde un helicóptero a través de un cable largo, sin necesidad de aterrizar.

Cuerpo de agua: Acumulación de agua corriente o quieta, que en su conjunto forma la hidrósfera; son los charcos temporales, esteros, manantiales, marismas, lagunas, lagos, mares, océanos, ríos, arroyos, reservas subterráneas, pantanos y cualquier otra acumulación de agua.

DAP: Diámetro a la altura del pecho; expresión estandarizada para referirse al tamaño de un árbol.

Demanda química de oxígeno (DQO): Una medida para el oxígeno equivalente al contenido de la materia orgánica presente en un desecho o en una muestra de agua, susceptible a oxidación a través de un oxidante fuerte (expresado en mg/l).

Derecho de vía: Franja de terreno de dimensiones específicas, en que se ha instalado un ducto y/o vía de acceso, que atraviesa una o varias propiedades y a la cual tiene acceso y servidumbre de tránsito el propietario del ducto, y dentro de cuya área se establecen las limitaciones de dominio.

Derrame de hidrocarburos: Escape de hidrocarburos producidos por causas operacionales imprevistas o por causas naturales, hacia los diversos cuerpos de agua y suelos.

Descarga: Vertido de agua residual o de líquidos contaminantes al ambiente durante un periodo determinado o permanente.

Desecho: Denominación genérica de cualquier tipo de productos residuales o basuras procedentes de las actividades humanas o bien producto que no cumple especificaciones. Sinónimo de residuo.

Diagnóstico ambiental: Entiéndase la descripción completa de la Línea Base en los Estudios Ambientales referidos en este Reglamento.

Dilución: Proceso de mezcla de un material con otro en proporción tal que disminuye la concentración de elementos y/o sustancias del primero.

Disposición final: Forma y/o sitio de almacenamiento definitivo o bien forma de destrucción de desechos.

Drenaje natural: Vías naturales que toman los cuerpos de agua superficiales acorde con la topografía del terreno.

DZ: Zonas de descarga de materiales desde un helicóptero aplicando la técnica de cuerda larga.

Ecología: Ciencia que estudia las condiciones de existencia de los seres vivos y las interacciones que existen entre dichos seres y su ambiente.

Ecosistema: Unidad básica de integración organismo - ambiente constituida por un conjunto complejo y dinámico, caracterizado por un substrato material (suelo, agua, etc.) con ciertos factores físico - químicos (temperatura, iluminación etc.), los organismos que viven en ese espacio, y las interacciones entre todos ellos en un área dada.

Efluente: Que fluye al exterior, descargado como desecho con o sin tratamiento previo: por lo general se refiere a descargas líquidas hacia cuerpos de aguas superficiales.

Emisión: Descarga de contaminantes hacia la atmósfera.

Endémico: Organismo oriundo del país o la región donde habita.

Erosión: Proceso geológico de desgaste de la superficie terrestre y de remoción y transporte de productos (materiales de suelo, rocas, etc.) originados por las lluvias, escurrimientos, corrientes pluviales, acción de los oleajes, hielos, vientos, gravitación y otros agentes.

Escorrentía: Caudal superficial de aguas, procedentes de precipitaciones por lo general, que corre sobre o cerca de la superficie en un corto plazo de tiempo.

Especie: Conjunto de individuos con características biológicas semejantes y con potencialidad para intercambiar genes entre si dando descendencia fértil.

Especies nativas: Conjunto de especies vegetales y animales así como micro - organismos propios del país, región o hábitat.

Estación de producción: Sitio de un campo petrolero al que confluyen las líneas de flujo de los pozos y donde se realiza la recolección, separación, almacenamiento y bombeo de petróleo.

Estratigrafía: Ciencia descriptiva de los estratos. Se ocupa de la forma, disposición, distribución, secuencia cronológica, clasificación y relaciones de los estratos rocosos (y otros cuerpos de roca asociados) en secuencia normal, con respecto a cualquiera o todos los caracteres, propiedades y atributos que pueden poseer.

Estrato: Un estrato geológico es una capa (cuerpo generalmente tabular) de roca caracterizado por ciertos caracteres, propiedades o atributos unificantes que lo distinguen de estratos adyacentes. Los estratos adyacentes pueden estar separados por planos visibles de estratificación o separación, o por límites menos perceptibles de cambio en la litología, mineralogía, contenido fosilífero, constitución química, propiedades físicas, edad, o cualquier otra propiedad de las rocas.

Estudio barimétrico: Estudios que describen la situación de una zona marítima en cuanto a corrientes, comportamiento de olas, vientos etc.

Exploración de hidrocarburos: Fase de las operaciones hidrocarburíferas que dispone de un conjunto de técnicas que permiten ubicar y detectar en el subsuelo formaciones geológicas con posible acumulación de hidrocarburos.

Explotación de hidrocarburos: Fase de las operaciones hidrocarburíferas que dispone de un conjunto de técnicas destinadas a la producción de hidrocarburos.

Fases de la actividad (operaciones) hidrocarburífera(s): Para efectos de este Reglamento, se clasifican de la siguiente manera:

- o Prospección geofísica (u otra)
- o Perforación exploratoria y de avanzada
- o Desarrollo y producción
- o Industrialización
- o Almacenamiento y transporte de petróleo y sus derivados
- o Comercialización y venta de derivados de petróleo

Fase de desarrollo: Etapa en la que se ejecutan los trabajos necesarios para desarrollar los campos descubiertos y ponerlos en producción.

Fase de producción: Etapa comprendida entre el inicio de la explotación y el abandono de un campo petrolero. En industrialización, la fase de producción comprende todo el periodo de operación de las refinerías.

Flora: Conjunto de especies vegetales que pueblan determinados territorios o ambientes.

Fluido de perforación: Mezcla utilizada para estabilizar las paredes del pozo y transportar a superficie los ripios de perforación. Sinónimo de lodos de perforación.

Forestación: Siembra de árboles en un determinado sitio para crear un bosque; reforestación - sembrar árboles en un sitio donde anteriormente había un bosque.

Formación: La formación es la unidad formación fundamental de la clasificación litoestratigráfica; tiene rango intermedio en la jerarquía de las unidades litoestratigráficas y es la única unidad formal empleada para dividir completamente a toda la columna estratigráfica en todo el mundo en unidades nombradas, sobre la base de su naturaleza litoestratigráfica.

Gas asociado: Gas natural que se encuentra en los yacimientos petroleros y cuya composición es variable.

Gas licuado de petróleo: Mezcla de hidrocarburos gaseosos en estado natural, en cuya composición predomina propano y butano, que se almacenan y expenden en estado líquido, en recipientes herméticos a presión.

Gas natural: Gas compuesto por hidrocarburos livianos y que se encuentra en estado natural solo o asociado al petróleo

Geomorfología: Estudia las formas superficiales de la tierra, describiéndolas (morfología), ordenándolas e investigando su origen y desarrollo (morfogénesis).

Gestión ambiental: Conjunto de políticas, estrategias, normas, actividades operativas y administrativas de planeamiento, financiamiento y control estrechamente vinculadas y orientadas a lograr la máxima racionalidad en los procesos de conservación y protección del medio ambiente para garantizar el desarrollo sustentable, ejecutadas por el Estado y la sociedad.

GIS: Sistema de Información Geográfica (SIG). Son técnicas y programas de computación que permiten el almacenamiento y procesamiento de datos espaciales y la producción de mapas.

GLP: Gas licuado de petróleo.

GPS: Sistema global de posicionamiento. Permite la determinación exacta de coordenadas a través de equipos y satélites.



Hábitat: Area de distribución de una especie, o bien conjunto de localidades que reúnen las condiciones apropiadas para la vida de una especie.

HAP.: Hidrocarburos aromáticos policíclicos (PAH -abreviación del término inglés). Los HAP es un grupo de compuestos de los cuales algunos son conocidos por su alto potencial cancerígeno.

Humedales: Zona húmeda debida a su elevada capacidad de retención de agua.

IGM: Instituto Geográfico Militar.

Incineración: Proceso controlado en cuanto a los factores de temperatura y oxigenación para quemar desechos sólidos y líquidos, considerado como un método de eliminación de residuos, transformando su tracción combustible en materias inertes y gases.

Industrialización: Fase de las operaciones hidrocarburíferas que se dedica a la separación física, térmica y química de petróleo crudo en sus fracciones de destilación mayores para producir productos y derivados de petróleo que pueden ser comercializados directamente o usados como materia prima en otras industrias.

Inmisión: Materiales o sustancias sólidos, líquidos o gaseosos, provenientes de una posible fuente de contaminación, que se reciben en el ambiente sea en aguas o suelos o en la atmósfera.

Inyección de agua: Método de recuperación secundaria para elevar la presión del yacimiento a fin de incrementar la recuperación de hidrocarburos; así como para la disposición de fluidos residuales a formaciones del subsuelo por medio de pozos no productivos: muchas veces referido como reinyección de agua.

Límite permisible: Valor máximo de concentración de elemento(s) o sustancia(s) en los diferentes componentes del ambiente, determinado a través de métodos estandarizados, y reglamentado a través de instrumentos legales.

Lixiviados: Solución que resulta del transporte de agua por los poros y fisuras del suelo u otro medio sólido poroso y las interacciones físico - químicas de esta agua con los componentes minerales y orgánicos del suelo.

Lodo de decantación: Sólido asentado después del reposo de un sistema coloidal o una suspensión de materiales, por ejemplo después del tratamiento de aguas residuales con agentes floculantes y la sedimentación de los flóculos formados.

Lodo de perforación: Véase Fluido de perforación.

Lluvia ácida: Lluvias con potencial hidrógeno (pH) ácido, causado por la interacción del agua lluvia con contaminantes atmosféricos como por ejemplo el dióxido de sulfuro y los óxidos de nitrógeno.

Medidas ambientales: Son las siguientes:

- De mitigación: que se implementan para atenuar y reducir los efectos ambientales negativos de las operaciones hidrocarburíferas.
- De control: que permiten garantizar la mínima ocurrencia de imprevistos que inciden negativamente sobre el ambiente. Se pueden basar en programas de control de contaminación, mantenimiento, seguridad industrial, etc.
- De prevención: que anticipadamente se implementan para evitar el deterioro del ambiente.
- De compensación: que se requieren para compensar y contrarrestar el deterioro v/d sustracción de algún elemento tangible o intangible del ambiente existente antes o durante la ejecución de las operaciones hidrocarburíferas.
- De rehabilitación: para minimizar el deterioro del ambiente y procurar su mejoramiento durante o después de las operaciones hidrocarburíferas.
- De contingencia (emergencia): diseñadas para dar respuesta inmediata ante cualquier siniestro.

Mezcla bituminosa estable: Fracción de hidrocarburos pesados con potencial mínimo de lixiviación de contaminantes tales como metales pesados e hidrocarburos, apto para aplicación en vías y carreteras sin efectos negativos para el ambiente.

Mg/l, mg/kg: Unidades de concentración: mg/l (miligramos por litro);- mg/kg (miligramos por kilogramo). Las dos unidades se refieren en la bibliografía muchas veces como ppm (partes por millón).

Monitoreo (ambiental): Seguimiento permanente mediante registros continuos, observaciones y mediciones, muestreos y análisis de laboratorio, así como por evaluación de estos datos para determinar la incidencia de los parámetros observados sobre la salud y el medio ambiente (= monitoreo ambiental). El monitoreo se realiza a diferentes niveles:

- Interno a nivel de la industria: automonitoreo:
- Externo a nivel de la comunidad: vigilancia:
- Externo a nivel de entes gubernamentales: control y/o fiscalización.

Monitoreo ambiental interno (automonitoreo): Seguimiento permanente y sistemático mediante registros continuos, observaciones y/o mediciones, así como por evaluación de los datos que tengan incidencia sobre la salud y el medio ambiente, efectuado por la propia empresa.

Nivel freático: Altura que alcanza la capa acuífera subterránea más superficial.

OACI: Organización de Aviación Civil Internacional (inglés: International Civil Aviation Organization): normas que rigen para el control y seguridad de las operaciones de navegación aérea

Oleoductos: Son las tuberías que sirven para transportar petróleo crudo contenido la mínima cantidad de impurezas.

Paisaje: Unidad fisiográfica básica en el estudio de la morfología de los ecosistemas, con elementos que dependen mutuamente y que generan un conjunto único e insoluble en permanente evolución.

Pantano: Terreno mal drenado, más o menos permanentemente húmedo y fácilmente inundable, cuyo suelo tiene un elevado porcentaje de materia orgánica, dándole un carácter esponjoso.

Parque Nacional: Área extensa, con las siguientes características o propósitos:

- Uno o varios ecosistemas, comprendidos dentro de un mínimo de 10.000 hectáreas;
- Diversidad de especies de flora y fauna, rasgos geológicos y hábitats de importancia para la ciencia, la educación y la recreación; y,
- Mantenimiento del área en su condición natural, para la preservación de los rasgos ecológicos, estéticos y culturales, siendo prohibida cualquier explotación y ocupación.

PEA: Población económicamente activa.

Perforación múltiple: Perforación de varios pozos en una sola plataforma, que se logra a través de perforaciones direccionales (racimos), disminuyendo así la necesidad de espacio en la superficie.

Permeabilidad: Capacidad para trasladar un fluido a través de las grietas, poros y espacios interconectados dentro de una roca.

Poliductos: Tuberías que sirven para transportar derivados del petróleo y gas licuado de petróleo.

Pozo de avanzada: Aquel que se perfora luego de haberse descubierto entrapamientos de hidrocarburos en una(s) estructura(s) con el fin de delimitar el (los) yacimiento(s).

Pozo de desarrollo: Aquel que se perfora en un campo hidrocarburífero con el propósito de realizar la explotación de sus yacimientos.

Pozo exploratorio: Aquel que se perfora para verificar las posibles acumulaciones de hidrocarburos entrampados en una estructura detectada por estudios geológicos y geofísicos.

Pozo inyector: Aquel que se perfora o acondiciona para inyectar un fluido a fin de confinarlo o para implementar procesos de recuperación mejorada de hidrocarburos.

Producto químico peligroso: Referido también como sustancias peligrosas. Sustancias y productos que por sus características físico - químicas y/o tóxicas representan peligros para la salud humana y el medio ambiente en general. Están sujetos a manejos y precauciones especiales en el transporte, tratamiento y disposición.

Prospección sísmica: Técnica de recolección de información del subsuelo mediante la utilización de ondas sonoras.

Reacondicionamiento de pozos: Son trabajos destinados a mejorar la producción de un pozo. Pueden ser trabajos de reparación de la completación de un pozo o trabajos a la formación tales como estimulaciones, acidificaciones, fracturamientos, etc.

Rehabilitación ambiental: Conjunto de acciones y técnicas con el objetivo de restaurar condiciones ambientales originales o mejoradas sustancialmente en sitios contaminados y/o degradados como consecuencia de actividades humanas. Sinónimos: remediación ambiental, reparación ambiental, restauración ambiental.

Recuperación mejorada: Proceso mediante el cual se inyecta un fluido en un yacimiento a fin de incrementar la cantidad de hidrocarburos recuperables.

Residuo: Cualquier material que el propietario/productor ya no puede usar en su capacidad o forma original, y que puede ser recuperado, reciclado, reutilizado o eliminado.

Residuos peligrosos: Aquellos residuos que debido a su naturaleza y cantidad son potencialmente peligrosos para la salud humana o el medio ambiente. Requieren un tratamiento o técnicas de eliminación especial para terminar o controlar su peligro. Se las denomina también "residuos especiales", desechos peligrosos o desechos especiales.

Revegetación: Siembra de especies vegetales de interés colectivo, generalmente como última etapa en trabajos de remediación ambiental.

Revestimiento: Proceso por el que se procede a introducir en el hoyo de perforación, tubería de acero que se atornilla por piezas y sirve para evitar el desplome de las paredes, permitiendo una buena marcha en la perforación de un pozo.

Servicios conexos con la comercialización de derivados: Se entienden por tales las actividades de servicio de cambio de aceite, lubricadoras y lavadoras de automotores instaladas o no conjuntamente a una estación de servicio.

Servidumbre de tránsito: Acceso libre y gratuito a la franja de derecho de vía concedido por el propietario del terreno.

Sitio de perforación: Es la superficie que comprende el área útil, además de piscinas o tanques para disposición de ripios, tratamientos de fluidos de perforación y pruebas de producción, áreas verdes, almacenamiento de material vegetal y otras áreas requeridas de acuerdo a la topografía del terreno.

Soluble: Se refiere a una sustancia que se disuelve en un líquido.

Suelo: Capa superficial de la corteza terrestre, conformado por componentes minerales provenientes de la degradación físico - química de la roca madre y compuestos orgánicos en proceso de degradación y/o transformación, íntimamente mezcladas, con poros de diferentes tamaños que dan lugar al agua y al aire del suelo, así como a microorganismos y animales del suelo y a las raíces de plantas a las cuales el suelo sirve de sustrato y sustento.

Subsuelo: Se dice del terreno que se encuentran debajo del suelo o capa laborable, cuyo dominio es del Estado.

Trasiego: Proceso de pasar un líquido de un lugar a otro, por ejemplo a través de mangueras y bombas.

TPH: Total de hidrocarburos de petróleo (solubles o recuperables en ciertos solventes).
Sinónimo: hidrocarburos minerales.

Nº 072

EL CONSEJO NACIONAL DE REMUNERACIONES DEL SECTOR PUBLICO

Considerando:

Que, mediante Resolución Nº 048 del CONAREM, publicada en el Suplemento del Registro Oficial Nº 224 de 14 de diciembre del 2000; se aprueban la escala de sueldos básicos, gastos de representación, residencia y bonificación por responsabilidad, para los servidores civiles con nombramiento y; los incrementos en los sueldos básicos del personal de uniformados, que laboran en la Comisión de Tránsito de la Provincia del Guayas, a regir en el año 2001;

Que, es necesario modificar determinadas valoraciones para una correcta aplicación de las escalas aprobadas; y,

En ejercicio de las atribuciones que le confiere la ley,

Resuelve:

Art. único.- Sustituir los artículos 1 y 2 de la Resolución N0 048 del CONAREM, publicada en el Suplemento del Registro Oficial N0 224 de 14 de diciembre del 2000 por los siguientes:

Art. 1.- Aprobar la siguiente escala de sueldos básicos, gastos de representación, residencia y bonificación por responsabilidad, para los servidores civiles, que laboran con nombramiento en la Comisión de Tránsito de la Provincia del Guayas, a partir del 1 de enero del 2001:

(Anexo 13FET16)

Art. 2.- Para el personal de uniformados se aprueban los siguientes incrementos:

o A partir de 1 de octubre del año 2000, el 10% en sus sueldos básicos, y se fijan en USD 100 dólares el monto correspondiente a gastos de representación y residencia para: Comandante, Jefe y Subjefe de Tránsito.

o A partir del año 2001, en base a las disponibilidades económicas se aplicará la siguiente escala hasta nivelar al personal uniformado con los sueldos básicos de la Policía Nacional:

(Anexo 13FET17)

Publíquese.

Dado en la ciudad de San Francisco de Quito, Distrito Metropolitano, a los veinte y ocho días del mes de diciembre de dos mil.

f) Ing. Jorge Morán Centeno, delegado del Ministerio de Economía y Finanzas, Presidente del CONAREM.

f) Ab. Martín Insua Chang, Ministro de Trabajo y Recursos Humanos, miembro del CONAREM.

f) Sr. Fausto Camacho Zambrano, miembro representante de los trabajadores, empleados y maestros

Certifico.

f) Ing. Luis A. Sánchez Aguirre, Director de Servicio Civil y Desarrollo Institucional, Secretario del CONAREM.

Certifico.- Es fiel copia del original.

f) Luis A. Sánchez Aguirre, Director de Servicio Civil y Desarrollo Institucional,
Secretario CONAREM

18 de enero del 2001.

ANEXO 2

**HOJA ELECTRÓNICA PARA DIMENSIONAR UNA
ESTACION DE SERVICIO DE COMBUSTIBLE**

COMPOSICION VEHICULAR

AUTOMOVILES	63.29%
PESADOS TM	1.78%
PESADOS DIESEL	27.33%
MULAS	7.60%

CALCULO DE POSICIONES DE LLENADO Y NUMERO DE ISLAS PARA AUTOMOVILES

PROMEDIO TANQUEO POR AUTOMOVIL	5.00	GLNS/AUTOMOVIL
TIEMPO ATENCION POR AUTOMOVIL	2.50	MINUTOS/CLIENTE
AUTOM. ATENDIDOS POR HORA	24.00	AUTOM./HORA-POSICION
CANTIDAD DE GLNS/HORA - POSICION	120.00	

CALCULO DE POSICIONES DE LLENADO G.EXTRA

VENTAS AÑO GASOLINA EXTRA	2,057,141	GLNS/AÑO	171,428	GLNS/MES
VTS DIA PICO =	5,714	GLNS./DIA		
VTS HORA PICO =	20%	1,143	GLNS./HORA	
NUMERO POSICIONES LLENADO REQUERIDAS(G.EXTRA)	10			

CALCULO DE POSICIONES DE LLENADO G.SUPER

VENTAS AÑO G SUPER=	514285.2	GLNS/AÑO	42857.1	GLNS/MES
VTAS DIA PICO =	1429	GLNS./DIA		
VTAS. HORA PICO =	288	GLNS./HORA		
NUMERO POSICIONES DE LLENADO PARA G.SUPER =	2.38095			

NUMERO DE POSICIONES DE LLENADO REQUERIDAS(G.ECO)

VENTAS AÑO G.ECO=	0	GLNS/AÑO	0	GLNS/MES
VTAS. DIA PICO=	0	GLNS./DIA		
VTAS HORA PICO=	0	GLNS./HORA		
NUMERO DE POSICIONES DE LLENADO G.ECO	0			
NUMERO DE ISLA REQUERIDAS PARA AUTOMOVILES	3			

CALCULO DE POSICIONES DE LLENADO Y NUMERO DE ISLAS PARA BUSES Y CAMIONES

COMBUSTIBLES PARA BUSES-CAMIONES				
VTAS AÑO DIESEL	1,491,532	GLNS./AÑO	124,294.30	GLS/MES
DIA PICO	4,143	GLNS./DIA		
HORA PICO	829	GLNS./HORA		
PROMEDIO TANQUE POR BUS/CAMION			12.00	GLNS.
TIEMPO DE ATENCION POR BUS/CAMION			6.00	MINUTOS
NUMERO DE BUS/CAMION POR HORA			10.00	BUSES/CAMIONES
CANTIDAD DE GLNS/HORA - POSICION			120.00	GLNS./HORA-POSICION
NUMERO DE POSICIONES DE LLENADO REQUERIDAS	6.91			
NUMERO DE ISLAS REQUERIDAS	3.45			

CALCULO DE NUMERO DE TANQUES DE 10000 GLNS

Para este calculo estamos utilizando como criterio tener 3 dias de venta de inventario

G.EXTRA	1.7143
G.SUPER	0.4286
G.ECO	.
DIESEL 2	0.0602

Jorge Sanchez Solis

Plan de demanda vehicular

Fecha:

version 2.97

E/S	La Luz	Ciudad:	Quito
Dealer:	Nucopsa	Telefono:	2266312
Dirección:	Avda. 10 de agosto y R. Bustamante		

Tipo de Negocio: O G L R N OTRO

Fecha de vencimiento del contrato: 30 de octubre del 2001

Trabajo solicitado: NTI (i y iii) CTO (iyii) REBUILD (i y ii) EU (i y ii)
 MAJOR REHAB (i y ii) MINOR REHAB (i y ii)

NOTA: En todos los casos de debe llenar el punto iv y v

Objetivo del trabajo:

Cambio del sistema de distribucion de combustible: demolicion de pisos, cambio de tuberias de hierro negro por tubo de doble pared, readecuacion de las instalaciones electricas incluyendo las tuberias electricas subterranas, verificacion de tanques de almacenamiento de combustible, instalacion de sistema de seguridad contra incendio y derrame, instalacion de monitoreo de tanques y tuberias.

i. TRAFICO					
1. Horas pico (*)			2. Traffic Mix		
HORAS	% VENTAS	PRODUCTO	TIPO DE VEHICULO	VEHICULOS (%)	TANQUEO PROMEDIO
7:30 a 18:30	82.00%	Gasolina	Livianos	63.29%	5
6:00 a 12:30	90.00%	Diesel 2	Pes TM	1.78%	35
7:30 a 23:30	90.00%	Diesel 2	Pes Diesel(**)	27.33%	12
6:00 a 17:00	90.00%	Diesel 2	Mulas	7.60%	20

(*) de ventas se refiere al porcentaje de las ventas totales que se hacen en las horas pico

(**) Excluyendo mulas

ii. PROPUESTA PARA REMODELACIONES O CTO's					
Producto	1. Ventas E/S		Volúmen Total (galones /año)	No. Mangueras Actual	Almacenamiento Actual (gals)
	Ventas actuales (galones /año)	Vol. incremental (galones /año)			
Premiun/Super	467,532.00	46,753.20	514,285.20	12.00	4,000.00
Eco					
Corriente/Extra	1,870,128.00	187,012.80	2,057,140.80	20.00	16,000.00
ACPM/DIESEL	1,355,937.84	135,593.78	1,491,531.62	8.00	12,000.00
Total Comb.	3,693,597.84	369,359.78	4,062,957.62	40.00	32,000.00
Lubricantes					

	2. Equipos de entrega de combustible			3. Tanques	
	surtidor/dispen	Cantidad Actual	Edad promedio		Cantidad Actual
sencillo(1 prod)	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	0	0	12.000 gal	2
duo-1 (1 prod)	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	0	0	10.000 gal	0
duo-2 (2 prod)	<input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/>	2	4	5.000 gal	0
Hi-Hose(2 mang)	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	0	0	3.000 gal	0
Hi-Hose(4 mang)	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	0	0	Otros	1
Master /Master	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	0	0		
MPD	<input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/>	6	4	Otros: 8000Gls	

Jorge Sanchez Solis

Plan de demanda vehicular

version 2.97

iii. PROPUESTA PARA E/S NUEVAS			
1. Ventas E/S			
Producto	Ventas año 1 (galones/año)	Ventas madurez (galones/año)	Dias Inventario requeridos
Gasolina Super	467,532.00	514,285.20	4,227.00
Gasolian Eco	-	-	-
Gasolina Extra	1,870,128.00	2,057,140.80	16,908.01
ACPM/Diesel	1,355,937.84	1,491,531.62	12,259.16
Total	3,693,597.84	4,062,957.62	33,394.17

Nota: se considera un inventario de combustible de 3 dias para poder cubrir la demanda en caso de desabtecimiento interno

iv. SERVICIOS COMPLEMENTARIOS REQUERIDOS	
Marque con "X"	
Tienda de Conveniencia	<u> X </u> m2
Sala de Ventas	<u> </u> m2
Quick Lube	<u> </u> No. de cárcamos
Cárcamos de lubricacion	<u> </u> Unidades
Cárcamos de lavado	<u> </u> Unidades
Car Wash	

v. ANEXOS		
	SI	NO
Levantamiento topográfico	x	
Fotos	x	
Bosquejo situacion actual/futura		x
Propuesta de Finca Raiz		x
Parametros(lineas de demarcacion)		x

MAGNITUD DE INVERSION ESTIMADO (En función del DCF):	OBRAS CIVILES	28,000.00
	EQUIPOS	40,000.00

1. Elaborado -Ingeniero de Obra

Fecha:

2. VoBo. Gerente de Estacion de servicio

Fecha:

3. Recibido - Ingenieria

Fecha:

ANEXO 3

**HOJA DE SEGURIDAD DE GASOLINA Y DIESEL 2
(MSDS)**

DIESEL
BOLETIN DE DATOS DE SALUD Y SEGURIDAD

1. Identificación del Producto y de la Compañía.

Nombre del producto: DIESEL
Suministrador: Mobil Oil Ecuador, S.A.
Granda Centeno 552 Brasil
Quito
Ecuador

Teléfono de Emergencia (24horas): 1-700-MANTEN (1-700-626836)
Teléfono de Servicio al Cliente: 5934-800-103
Contacto: Coordinadores ALERTA: LENIS ANGULO

2. Composición/Información de Ingredientes

Nombres químicos y sinónimos: HIDROCARBUROS Y ADITIVOS

Ingredientes considerados como peligrosos para la salud:

Nombre de la Sustancia	Peso%
-----	----
DIESEL FUEL (68334-30-5)	100

Para una descripción genérica del producto ver Sección 15.

3. Datos de Riesgo para la Salud

Efectos de la sobreexposición: Irritación respiratoria, mareos, náuseas, pérdida de conciencia. Un contacto prolongado y repetido con la piel puede producir irritación cutánea o trastornos dérmicos más graves. Producto de baja viscosidad - si se inhala, puede afectar los pulmones. Nota: este producto contiene hidrocarburos aromáticos policíclicos, de los que algunos han sido reportados como causantes de cáncer de piel en humanos bajo condiciones de poca higiene personal, contacto repetido y prolongado, y exposición solar. No es probable que se presenten efectos tóxicos si se practica una buena higiene personal.

4. Procedimientos de Primeros Auxilios

Contacto ocular: Lavar bien con agua. Si persiste la irritación, llamar al médico.

Contacto dérmico: Retire las ropas contaminadas. Seque las partes expuestas y límpiense con un trapo limpio seguido por lavado con abundante agua y jabón. Las personas que estén prestando auxilio, deben evitar el contacto con otras personas y con otras partes de su cuerpo. Use guantes. La ropa contaminada debe

lavarse por separado, desechando las prendas que no puedan ser lavadas.

Inhalación: Retire del área expuesta. En caso de presentarse problemas de respiración, náuseas o inconsciencia, consiga inmediatamente asistencia médica. Si se presenta paro respiratorio, se debe dar respiración boca a boca, o usar equipos de resucitación adecuados.

Ingestión: Busque atención médica inmediata. No inducir al vómito.

Nota para el médico: el material aspirado en los pulmones puede producir pneumonitis química. Dar el tratamiento apropiado.

5. Normas a aplicar en caso de Incendio

Medios de extinción: Dióxido de carbono, espuma, polvo seco y agua pulverizada.

Procedimientos especiales de lucha contra el fuego: Debe emplearse agua para refrigerar los recipientes expuestos al fuego. Para fugas o derrames que no hayan prendido, debe emplearse agua pulverizada para dispersar los vapores y proteger al personal que intenta detener la fuga. También, puede usarse agua pulverizada para arrastrar derrames, evitando su exposición. Evitar la pérdida de control sobre el fuego teniendo en cuenta que puede entrar a través de tuberías, red de alcantarillado, o sistema de agua potable.

Equipo de protección especial: Para incendios en lugares cerrados, los bomberos deberán utilizar aparatos de respiración autónoma.

Riesgos poco usuales de incendio y explosión: Material combustible.

Punto de Inflamación, grad. C(F): > 55(131) (ASTM D-93 / IP 34).

Límites de Inflamabilidad -LEL: 0,6%, UEL 7,0%.

Identificación del riesgo según la NFPA: Salubridad: 1,

Inflamabilidad: 2, Reactividad: 0

Productos de descomposición peligrosos: Monóxido de carbono.

6. Medidas para Fugas o Derrames Accidentales.

Procedimientos de notificación: En cumplimiento de las normas establecidas, debe informarse de cualquier derrame a las autoridades competentes.

Procedimientos para casos de fugas o derrames de material: Absorber en aserrín tratado con retardantes de llama, tierra de diatomeas, etc. Recoger con pala para conducirlo a una instalación de eliminación de residuos de acuerdo con las características del producto, y con las leyes y reglamentos vigentes en el momento de la eliminación.

Precauciones medio ambientales: Evitar que los derrames entren en los sumideros y drenajes de la red de alcantarillado, y contaminen el suelo.

Precauciones personales: ver Sección 8.

7. Almacenaje y Manipulación:

Manipulación: Perjudicial en contacto con la piel o absorbido por ella. Evítese la inhalación de vapores o nieblas.

Almacenaje: Almacenar en una zona fría. En el espacio libre superior de los depósitos de almacenamiento puede formarse una atmósfera inflamable, incluso a temperaturas por debajo del punto de inflamación. Conviene vigilar este aspecto para mantener las

concentraciones de gas en el espacio libre por debajo de los límites de inflamabilidad. Cerciorarse de que no existen fuentes de ignición cerca de la zona donde se desarrollan las operaciones de llenado y de aireación. Evitar que se produzcan chispas. Poner a tierra e interconectar eléctricamente todos los equipos de transvase. Almacenar en una zona fría.

8. Controles de Exposición y Protección Personal

Ventilación: Utilizar en una zona bien ventilada. Es deseable disponer de ventilación y que el equipo sea antidetonante.

Protección respiratoria: En condiciones normales de uso y con ventilación suficiente, no se exige ningún requisito especial.

Protección ocular: En caso de que puedan producirse salpicaduras de líquidos, deberán llevarse gafas de protección contra productos químicos.

Protección de la piel: Es imprescindible llevar guantes impermeables. Si existen posibilidades de contacto, se deberá llevar ropa impermeable al aceite.

Límites de exposición: este producto no contiene ningún componente con límites de exposición reconocidos.

9. Propiedades Físicas y Químicas

Se dan a continuación las propiedades físicas típicas. Para detalles más específicos consultar el Boletín de Información del Producto.

Estado Físico: Líquido

Color: Claro (puede estar coloreada)

Olor: Hidrocarburo

Umbral Límite de Olor: NE

pH: NA

Punto de Ebullición, grad. C(F): > 149(300)

Punto de Fusión, grad. C(F): NA

Punto de Inflamación, grad. C(F): > 55(131) (ASTM D-93 / IP 34)

Inflamabilidad: NE

Auto-ignición: NE

Propiedades Explosivas: NA

Propiedades Oxidantes: NA

Presión de Vapor, mm Hg a 20 grad. Celsius: 0,5

Densidad del Vapor: > 2,0

Velocidad de Evaporación: NE

Densidad Relativa a 15/4 grad. Celsius: 0,82-0,87

Solubilidad en Agua: Despreciable

Coefficiente de Partición: > 3,5

Viscosidad a 40 grad. Celsius cSt: > 1,0

Viscosidad a 100 grad. Celsius cSt: NE

Punto de Fluidez, grad. C(F): < -7(20)

Punto de Congelación, grad. C(F): NE

NA = No aplicable. NE = No establecido. D = Se descompone

Para más información técnica, consulte al Asesor de Ventas.

10. Estabilidad y Reactividad

Estabilidad (térmica, a la luz, etc.): Estable.

Condiciones a evitar: Calor, chispas, llamas y cargas de

electricidad estática.

Incompatibilidad (materiales a evitar): Halógenos, ácidos fuertes, álcalis y oxidantes.

Productos de descomposición peligrosos: Monóxido de carbono.

Polimerización peligrosa: No ocurrirá

11. Datos Toxicológicos

---Toxicología aguda---

Toxicidad oral: Prácticamente no tóxico (LD50: superior a 2000 mg/Kg). (Basado en pruebas realizadas con productos o componentes similares).

Toxicidad dérmica: Prácticamente no tóxico (LD50: superior a 2000 mg/Kg). (Basado en pruebas realizadas con productos o componentes similares).

Toxicidad por inhalación: Prácticamente no tóxico (LC50: superior a 5 mg/l). (Basado en pruebas realizadas con productos o componentes similares).

Irritación de los ojos: Prácticamente no irritante. (Cómputo de Draize: entre 6 y 15). (Basado en pruebas realizadas con productos o componentes similares).

Irritación de la piel: Prácticamente no irritante. (Índice de Irritación Primaria: entre 0.5 y 3). (Basado en pruebas realizadas con productos o componentes similares).

---Toxicología subcrónica (resumen)---

La aplicación dérmica y repetida con aceites aromáticos similares a algunos de los componentes de este producto fué llevada a cabo en ratas de 13 semanas. Los efectos resultantes incluyeron una mayor mortalidad y un decrecimiento del peso del cuerpo y del timo. También se observó una severa irritación de la piel en el lugar de la aplicación.

---Toxicología reproductiva (resumen)---

Se realizó una aplicación cutánea repetida a ratas gestantes con aceites aromáticos similares a algunos de los ingredientes utilizados en este producto. Los resultados fueron efectos tóxicos sobre la madre y, en algunos casos, disminución del peso y de la supervivencia del feto. No se observaron malformaciones fetales.

---Toxicología crónica (resumen)---

Se espera que resulte cancerígeno en los bioensayos de impregnación cutánea que se realizan con ratones durante su ciclo vital.

---Otros datos de toxicología---

Los estudios de limpieza de la piel con aceites aromáticos muestran que no cabe temer efectos tóxicos si se mantiene una buena higiene personal. La sobreexposición a los gases de escape de motores diesel puede producir irritación ocular, cefaleas, náuseas e irritación respiratoria. Los estudios realizados con animales expuestos durante toda su vida a altos niveles de gases de escape diesel han producido resultados variables, y solo algunos estudios indican un posible cáncer pulmonar. Existen pruebas restringidas, obtenidas en estudios epidemiológicos, que sugieren la existencia de una relación entre la exposición profesional a largo plazo a los gases de escape de motores diesel

y el cáncer de pulmón. Los gases de escape de los motores diesel suelen estar compuestos de gases y partículas en suspensión, incluyendo dióxido de carbono, monóxido de carbono, compuestos de nitrógeno, óxidos de azufre e hidrocarburos. La composición de estos gases varía según el combustible, tipo de motor, ciclo de carga, mantenimiento y puesta a punto del motor y tratamiento de los gases de combustión. Para minimizar la exposición, se recomienda utilizar una ventilación suficiente o algún medio de protección respiratoria cuando se está expuesto a gases de escape de motores diesel.

12. Información Ecológica

Efectos y resultados sobre el medio ambiente: No establecido.

13. Consideraciones para la Eliminación y el Desecho

Desecho de residuos: Este producto es apto para su aprovechamiento como combustible, de conformidad con las leyes y reglamentos pertinentes.

14. Información para el Transporte

DOT (Department Of Transport, USA):

Nombre de expedición:	Combustible Diesel
Clase de riesgo y div.:	Combustible
Número de identificación:	NA1993
Número ERG:	128
Grupo de embalaje:	PG III
STCC:	NE
Peligroso en estado húmedo:	No
Veneno:	No
Etiqueta(s):	NA
Cartel(es):	Combustible
RQ (Reporting Quantity):	NA
Estado MARPOL III:	NA

RID/ADR:

Clase de riesgo:	3
Subclase de riesgo:	31(c)
Etiqueta:	3
Número de peligro:	30
Número UN (United Nations):	1202
Nombre de expedición:	Gasóleo
Observaciones:	NA

IMO (Intergovernmental Maritime Organization):

Clase de riesgo y div.:	3.3
Número UN (United Nations):	1202
Grupo de embalaje:	PG III
Nombre de expedición:	Gasóleo
Etiqueta(s):	Líquido inflamable
Estado MARPOL III:	NA

ICAO/IATA:

Clase de riesgo y div.:	3
Número ID/UN:	1202

Grupo de embalaje: PG III
 Nombre de expedición: Gasóleo
 Riesgo subsidiario: NA
 Etiqueta(s): Líquido inflamable

15. Información Reglamentaria

Clasificación y Etiquetado de la UE:

Símbolo: Xn Nocivo.

Frase(s) de riesgo: R40-65.

Posible riesgo de efectos irreversibles. Precaución: Puede causar problemas pulmonares si es inhalado.

Frase(s) de seguridad: S24-2-36/37-61-62.

Evitar el contacto con la piel. Guardar fuera del alcance de los niños. Llevar ropa de protección apropiada y usar guantes. Evitar fugas al medio ambiente. Tener en cuenta las instrucciones especiales indicadas en la Hoja de Datos de Seguridad. Si se ingiere, no provocar vómito; acuda al médico inmediatamente y muéstrelle el recipiente del producto o su etiqueta.

Contenido: Gas oil - No especificado..

Los siguientes ingredientes son citados en las listas que se indica:

Nombre Químico	Número CAS	Listas
----- DIESEL OIL..C9-20	68334-30-5	21, 26

--- Listas de reglamentación consultadas ---

1=ACGIH ALL	6=IARC 1	11=TSCA 4	16=CA P65 CARC	21=LA RTK
2=ACGIH A1	7=IARC 2A	12=TSCA 5a2	17=CA P65 REPRO	22=MI 293
3=ACGIH A2	8=IARC 2B	13=TSCA 5e	18=CA RTK	23=MN RTK
4=NTP CARC	9=OSHA CARC	14=TSCA 6	19=FL RTK	24=NJ RTK
5=NTP SUS	10=OSHA Z	15=TSCA 12b	20=IL RTK	25=PA RTK
				26=RI RTK

Clave: CARC=Cancer-g.;SUS=Sospech. Canc.; REPRO=Reproductivo

16. Otra Información

Uso: Combustible diesel

Nota: Los productos Mobil no contienen PCB (Poli-Cloro-Bifenilo)

Las secciones de este Boletín impresas en letra negrita indican recientes cambios importantes relativos a la información dada.

Solo para uso de Mobil: MHC: 1* 1* 1* 1* 1*, MPPEC: C, TRN: 169011-45

Fecha de aprobación por el EHS: 30JUN1998

Toda la información contenida en este Boletín de datos de salud y seguridad se ofrece de buena fe, considerándose exacta y cierta en su fecha de publicación, pero sin especial garantía. Su contenido no podrá ser tomado como recomendación de uso, pues las condiciones de aplicación y la idoneidad del producto para su uso particular quedan fuera de nuestro control. Los riesgos derivados del uso del producto serán asumidos por el usuario, declinando Mobil cualquier responsabilidad por utilización inadecuada o indebida de lo mismos. Esta información no será interpretada como recomendación para usos que infrinjan patentes en vigor o como extensión de licencias bajo patentes en vigor. Se debe advertir y facilitar manuales de instrucción a usuarios y a toda persona que manipule o transforme estos productos.

Preparado por: Mobil Oil Corporation
Environmental, Health & Safety Department, Paulsboro, NJ. USA.
Para más información, contactar a:
Mobil de Colombia S.A.
Laboratorio
Calle 90 No.21-32/58 Santafé de Bogotá, D.C.
Tel.: 6-350-350 Extensión 720

GASOLINA

BOLETIN DE DATOS DE SALUD Y SEGURIDAD

1. Identificación del Producto y de la Compañía.

Nombre del producto: GASOLINA
Suministrador: Mobil Oil Ecuador, S.A.
Granda Centeno 552 y Brasil
Quito
Ecuador

Teléfono de Emergencia (24horas): 1-700-MANTEN (1-700-626836)
Teléfono de Servicio al Cliente: 5934-800-113

Contacto: Coordinadores ALERTA: LENIS ANGULO

2. Composición/Información de Ingredientes

Nombres químicos y sinónimos: HIDROCARBUROS Y ADITIVOS

Ingredientes considerados como peligrosos para la salud:

Nombre de la Sustancia	Peso%
-----	----
GASOLINE	95-100
TETRAETHYL LEAD (78-00-2)	<1

Este producto contiene los siguientes componentes

XYLENE (1330-20-7)	10
ISOPENTANE (78-78-4)	9
TOLUENE (108-88-3)	5
PSEUDOCUMENE (95-63-6)	5
BUTANE (106-97-8)	4
2-METHYLPENTANE (107-83-5)	4
PENTANE (109-66-0)	4
TRIMETHYL BENZENE (25551-13-7)	3
3-METHYLPENTANE (96-14-0)	2
BENZENE (71-43-2)	2
2,3-DIMETHYLBUTANE (79-29-8)	2

N-HEXANE (110-54-3)	2
ETHYL BENZENE (100-41-4)	2
3- METHYLHEXANE (589-34-4)	2
2- METHYLHEXANE (591-76-4)	1
METHYLCYCLOHEXANE (108-87-2)	1

Nota: La concentración de componentes mostrada arriba puede variar sustancialmente. Los vapores de gasolina pueden tener concentraciones de cada componente distintas a las de la gasolina líquida, debido a la diferente volatilidad de cada uno de ellos. Los mayores componentes del vapor de gasolina son: butano, iso-butano, pentano e iso-pentano. Los porcentajes de cada componente mostrados en la sección de Información Reglamentaria están basados en una evaluación del API para una mezcla típica de gasolina.

Para una descripción genérica del producto ver Sección 15.

3. Datos de Riesgo para la Salud

Efectos de la sobreexposición: Irritación ocular, irritación respiratoria, disnea, náuseas, pérdida de conciencia. Irritación cutánea. Estudios (patrocinados por la API) sobre la experiencia de mortalidad (causas de muerte) de trabajadores de distribución con larga exposición a la gasolina no han encontrado ningún efecto de la gasolina sobre la salud. Estudios sobre abuso crónico de la gasolina (tal como el olfateo directo de gasolina) y mal uso crónico de la gasolina como disolvente o como agente de limpieza han informado de una serie de efectos neurálgicos (afectando el sistema nervioso), muertes repentinas por paro cardíaco, cambios hematológicos (efectos en la sangre) y leucemia. Se supone que estos efectos no ocurren con los niveles de exposición encontrados en la distribución y uso de la gasolina como combustible de motor. **** Nota: este producto contiene compuestos de plomo. El plomo puede constituir una toxina corporal acumulativa.

4. Procedimientos de Primeros Auxilios

Contacto ocular: Lavar bien con agua. Si persiste la irritación, llamar al médico.

Contacto dérmico: Lavar las zonas de contacto con agua y jabón. Quitar la ropa contaminada. Lavar la ropa contaminada antes de volver a utilizarla.

Inhalación: Retire del área expuesta. En caso de presentarse problemas de respiración, náuseas o inconsciencia, consiga inmediatamente asistencia médica. Si se presenta paro respiratorio, se debe dar respiración boca a boca, o usar equipos de resucitación adecuados.

Ingestión: Busque atención médica inmediata. No inducir al vómito.

Nota para el médico: Cualquier sustancia ingerida puede ser aspirada hacia los pulmones y causar neumonitis química. Tratarlo adecuadamente.

5. Normas a aplicar en caso de Incendio

Medios de extinción: Dióxido de carbono espuma, polvo seco, agua pulverizada.

Procedimientos especiales de lucha contra el fuego: Evacuar la zona. Para grandes derrames, el mejor medio de lucha contra incendios es la espuma, que deberá aplicarse en cantidades suficientes para tapar toda la superficie de la gasolina. El agua puede ser utilizada para arrastrar el derrame lejos de la exposición del fuego, pero sin llevar la gasolina hacia sumideros y corrientes o suministros de agua potable. Si una fuga o derrame no se ha incendiado, aplicar una capa de espuma para suprimir el desprendimiento de vapores. Si no se dispone de espuma, se puede utilizar niebla de agua para dispersar los vapores y proteger al personal que trabaje en cortar la fuga.

Equipo de protección especial: Para incendios en lugares cerrados, los bomberos deberán utilizar aparatos de respiración autónoma.

Riesgos poco usuales de incendio y explosión: Sumamente inflamable. Los vapores acumulados, en contacto con una llama abierta, podrían incendiarse o explotar. Punto de Inflamación, grad. C(F): -40(-40) (ASTM D-56). Límites de Inflamabilidad -LEL: 1,4%, UEL 7,6%.

Identificación del riesgo según la NFPA: Salubridad: 1, Inflamabilidad: 3, Reactividad: 0

Productos de descomposición peligrosos: Monóxido de carbono.

6. Medidas para Fugas o Derrames Accidentales.

Procedimientos de notificación: En cumplimiento de las normas establecidas, debe informarse de cualquier derrame a las autoridades competentes.

Procedimientos para casos de fugas o derrames de material: Eliminar cualquier fuente de ignición. Si se vierte por el desagüe puede originar riesgos de incendio o explosión en la red de alcantarillado. Absorber en aserrín tratado con retardantes de llama, tierra de diatomeas, etc. Recoger con pala para conducirlo a una instalación de eliminación de residuos de acuerdo con las características del producto, y con las leyes y reglamentos vigentes en el momento de la eliminación.

Precauciones medio ambientales: Evitar que los derrames entren en los sumideros y drenajes de la red de alcantarillado, y contaminen el suelo.

Precauciones personales: ver Sección 8.

7. Almacenaje y Manipulación:

Manipulación: Nunca succionar gasolina con la boca. La gasolina no debe ser empleada como disolvente ni como agente de limpieza.

Utilice herramientas anti-chispas y equipo a prueba de explosiones. Evítese su contacto con la piel. Evítese la inhalación de vapores o nieblas. Utilícese en zonas bien ventiladas y lejos de cualquier fuente de ignición.

Almacenaje: Es preciso interconectar los depósitos y conectarlos

eléctricamente a tierra, así como dotarlos de válvulas de cierre automático, tapones de vacío y supresores de llama. Almacenar lejos de cualquier fuente de ignición, en una zona fría dotada de una red de rociadores automáticos. Se prefiere el almacenamiento exterior o apartado. Los recipientes de almacenamiento deben interconectarse eléctricamente y ponerse a tierra.

8. Controles de Exposición y Protección Personal

Ventilación: Utilizar en una zona bien ventilada, y provista de extractor de gases. Es imperativo disponer de ventilación y que el equipo sea antidetonante. Utilizar lejos de toda fuente de ignición.

Protección respiratoria: Deben utilizarse equipos aprobados de protección respiratoria cuando las concentraciones de sustancias presentes en el aire sean desconocidas o excedan de los límites TLV.

Protección ocular: En caso de que puedan producirse salpicaduras de líquidos, deberán llevarse gafas de protección contra productos químicos.

Protección de la piel: Conviene llevar guantes impermeables. Conviene poner en práctica siempre los buenos hábitos de higiene personal.

Sustancia (Num. CAS)	Fuente	---TWA---		----STEL---		NOTAS
		ppm	mg/M3	ppm	mg/M3	
GASOLINE	OSHA	300	900	500	1500	
	ACGIH	300	890	500	1480	
TETRAETHYL LEAD (78-00-2)						
como Pb Piel	OSHA		0,075			
como Pb Piel	ACGIH		0,1			
XYLENE (1330-20-7)						
Isómeros O, M y P	OSHA	100	435	150	655	
Isómeros O, M y P	ACGIH	100	434	150	651	
ISOPENTANE (78-78-4)						
Todos los isómeros	ACGIH	600	1770			
TOLUENE (108-88-3)						
Piel	OSHA	100	375	150	560	
	ACGIH	50	188			
PSEUDOCUMENE (95-63-6)						
	OSHA	25	125			
	ACGIH	25	123			
BUTANE (106-97-8)						
	OSHA	800	1900			
	ACGIH	800	1900			
2-METHYLPENTANE (107-83-5)						
Isómero del n-Hexano	ACGIH	500	1760	1000	3500	

PENTANE (109-66-0)	OSHA	600	1800	750	2250
Todos los isómeros	ACGIH	600	1770		
TRIMETHYL BENZENE (25551-13-7)	OSHA	25	125		
	ACGIH	25	123		
3-METHYLPENTANE (96-14-0)					
Isómero del n-Hexano	ACGIH	500	1760	1000	3500
BENZENE (71-43-2)					
Piel	OSHA	1		5	
	ACGIH	0,5	1,6	2,5	8
2,3-DIMETHYLBUTANE (79-29-8)					
Isómero del n-Hexano	ACGIH	500	1760	1000	3500
N-HEXANE (110-54-3)					
n-Hexano Piel	OSHA	50	180		
Otros isómeros	ACGIH	50	176		
	ACGIH	500	1760	1000	3500
ETHYL BENZENE (100-41-4)					
	OSHA	100	435	125	545
	ACGIH	100	434	125	543
3- METHYLHEXANE (589-34-4)					
	MOBIL	400	1640		
2- METHYLHEXANE (591-76-4)					
	MOBIL	400	1640		
METHYLCYCLOHEXANE (108-87-2)					
	OSHA	400	1600		
	ACGIH	400	1610		

Nota: Límites indicados solo como referencia. Seguir las regulaciones aplicables.

9. Propiedades Físicas y Químicas

Se dan a continuación las propiedades físicas típicas. Para detalles más específicos consultar el Boletín de Información del Producto.

Estado Físico: Líquido

Color: Claro (puede estar coloreada)

Olor: Gasolina

Umbral Límite de Olor: NE

pH: NA

Punto de Ebullición, grad. C(F): > 20(68)

Punto de Fusión, grad. C(F): NA

Punto de Inflamación, grad. C(F): -40(-40) (ASTM D-56)

y muestrele el recipiente del producto o su etiqueta.

Contenido: Nafta de bajo punto de ebullición.

Los siguientes ingredientes son citados en las listas que se indica:

Nombre Químico	Número CAS	Listas
GASOLINE		1, 8, 19, 20, 21, 23, 25
BENZENE (Análisis de componentes) (2,32%)	71-43-2	1, 2, 4, 6, 9, 10, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26
TETRAETHYL LEAD	78-00-2	16, 17
ISOPENTANE (Análisis de componentes)	78-78-4	1, 19, 24, 25
2,3-DIMETHYLBUTANE (Análisis de componentes)	79-29-8	1, 19, 25
PSEUDOCUMENE (Análisis de componentes)	95-63-6	1, 20, 24, 25
PENTANE, 3-METHYL- (Análisis de componentes)	96-14-0	1, 19, 25
METHYL CYCLOPENTANE (Análisis de componentes)	96-37-7	19, 25, 26
ETHYL BENZENE (Análisis de componentes)	100-41-4	1, 10, 18, 19, 20, 21, 23, 24, 25, 26
BUTANE (Análisis de componentes)	106-97-8	1, 10, 18, 19, 20, 21, 23, 24, 25, 26
PENTANE, 2-METHYL- (Análisis de componentes)	107-83-5	1, 19, 23, 25
METHYLCYCLOHEXANE (Análisis de componentes)	108-87-2	1, 10, 18, 19, 20, 21, 23, 25, 26
TOLUENE (Análisis de componentes) (4,65%)	108-88-3	1, 10, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26
PENTANE (Análisis de componentes)	109-66-0	1, 10, 18, 19, 20, 21, 23, 24, 25, 26
N-HEXANE (Análisis de componentes)	110-54-3	1, 10, 18, 19, 20, 21, 23, 24, 25, 26
2-METHYL 2-BUTENE (Análisis de componentes)	513-35-9	19, 25
3-METHYLHEXANE (Análisis de componentes)	589-34-4	19, 25
HEXANE, 2-METHYL- (Análisis de componentes)	591-76-4	19, 25
1-HEXENE (Análisis de componentes)	592-41-6	1, 19, 25
XYLENES (Análisis de componentes) (9,90%)	1330-20-7	1, 10, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26
LEAD (Análisis elemental)	7439-92-1	16
TRIMETHYL BENZENE (Análisis de	25551-13-7	1, 10, 18, 19,

Inflamabilidad: NE
Auto-ignición: NE
Propiedades Explosivas: NA
Propiedades Oxidantes: NA
Presión de Vapor, mm Hg a 20 grad. Celsius: > 400,0
Densidad del Vapor: 3,0
Velocidad de Evaporación: NE
Densidad Relativa a 15/4 grad. Celsius: 0,79
Solubilidad en Agua: Despreciable
Coeficiente de Partición: > 3,5
Viscosidad a 40 grad. Celsius cSt: < 1,0
Viscosidad a 100 grad. Celsius cSt: NA
Punto de Fluidez, grad. C(F): NA
Punto de Congelación, grad. C(F): NE
NA = No aplicable. NE = No establecido. D = Se descompone

Para más información técnica, consulte al Asesor de Ventas.

10. Estabilidad y Reactividad

Estabilidad (térmica, a la luz, etc.): Estable.
Condiciones a evitar: Calor, chispas, llamas y cargas de electricidad estática.
Incompatibilidad (materiales a evitar): Halógenos, ácidos fuertes, álcalis y oxidantes.
Productos de descomposición peligrosos: Monóxido de carbono.
Polimerización peligrosa: No ocurrirá

11. Datos Toxicológicos

---Toxicología aguda---

Toxicidad oral: Prácticamente no tóxico (LD50: superior a 2000 mg/Kg). (Basado en pruebas realizadas con productos o componentes similares).
Toxicidad dérmica: Prácticamente no tóxico (LD50: superior a 2000 mg/Kg). (Basado en pruebas realizadas con productos o componentes similares).
Toxicidad por inhalación: Prácticamente no tóxico (LC50: superior a 5 mg/l). (Basado en pruebas realizadas con productos o componentes similares).
Irritación de los ojos: Prácticamente no irritante. (Cómputo de Draize: entre 6 y 15). (Basado en pruebas realizadas con productos o componentes similares).
Irritación de la piel: Irritante. (Índice de Irritación Primaria: entre 3 y 5). (Basado en pruebas realizadas con productos o componentes similares).
Otros datos de toxicidad aguda: La inhalación de vapores o gases puede producir irritación del sistema respiratorio. Riesgos de la combustión de productos: la exposición a altas concentraciones de monóxido de carbono puede causar pérdida de conciencia, daños al corazón, daños al cerebro y muerte. La exposición a altas concentraciones a dióxido de carbono puede causar asfixia simple por desplazamiento del oxígeno.

---Toxicología crónica (resumen)---

****Este producto contiene compuestos de plomo. El plomo puede ser un veneno acumulativo para el sistema nervioso.

---Otros datos de toxicología---

Gasolina y Productos de Refinería: En estudios realizados por el American Petroleum Institute se examinó el potencial mutagénico, teratogénico y de sensibilización de una determinada gasolina sin plomo; no se encontró ninguna evidencia de estos riesgos. Sin embargo, los componentes aislados de la gasolina pueden exhibir estos y otros riesgos potenciales en ensayos de laboratorio. No se observaron efectos adversos importantes en estudios de inhalación subcrónica durante tres meses en ratas y monos, ni en un estudio de dos años sobre cáncer de piel en ratones. Estudios sobre animales de laboratorio han mostrado que gasolina administrada en altas concentraciones durante un periodo de tiempo prolongado causó daños al riñón y cáncer de riñón en machos de rata, así como cáncer de hígado en hembras de ratón. No se conoce información que relacione el cáncer del hígado de ratones y humanos. Estudios desarrollados en el Laboratorio EHS (Environmental and Health Sciences) de Mobil con algunas de las principales corrientes de refinería con las que se formula la gasolina avalan los resultados de los estudios del API. No hubo evidencia de resultados sistemáticamente adversos o efectos reproducibles para naftas ligeras de cracking catalítico o para naftas de reformado. Componentes: la gasolina consiste en una mezcla compleja de hidrocarburos parafínicos, olefínicos, nafténicos y aromáticos procedentes de la refinación del petróleo que incluyen hasta 5% de benceno (con un valor típico del 1 al 2% en EEUU), n-hexano, mezcla de xilenos, tolueno, etil-benceno y tri-metil-benceno. La exposición repetida a bajos niveles de benceno ha sido reportada como de producir anomalías en la sangre incluyendo anemia y, en raros casos, leucemia tanto en animales como en humanos. La exposición prolongada al n-hexano puede dar lugar a daños en el sistema nervioso, incluyendo insensibilidad de las extremidades y, en casos extremos, parálisis. Los efectos adversos asociados con estos componentes no han sido observados en estudios con gasolina o con las corrientes de refinería a partir de las cuales son formulados. Generalmente, la exposición de los humanos a vapores de gasolina es mucho menor que la utilizada en estudios de toxicidad sobre animales. De acuerdo con lo estudiado por los científicos, bajas o infrecuentes exposiciones a los vapores de gasolina son poco probables de ser asociadas con el cáncer u otras enfermedades importantes de los humanos.

12. Información Ecológica

Efectos y resultados sobre el medio ambiente: No establecido.

13. Consideraciones para la Eliminación y el Desecho

Desecho de residuos: Este producto es apto para su aprovechamiento como combustible, de conformidad con las leyes y reglamentos pertinentes.

14. Información para el Transporte

DOT (Department Of Transport, USA):

Nombre de expedición: Gasolina

Clase de riesgo y div.: 3
Número de identificación: UN1203
Número ERG: 128
Grupo de embalaje: PG II
STCC: NE
Peligroso en estado húmedo: No
Veneno: No
Etiqueta(s): Líquido inflamable
Cartel(es): Inflamable
RQ (Reporting Quantity): NA
Estado MARPOL III: NA

RID/ADR:

Clase de riesgo: 3
Subclase de riesgo: 3(b)
Etiqueta: 3
Número de peligro: 33
Número UN (United Nations): 1203
Nombre de expedición: Gasolina
Observaciones: NA

IMO (Intergovernmental Maritime Organization):

Clase de riesgo y div.: 3.1
Número UN (United Nations): 1203
Grupo de embalaje: PG II
Nombre de expedición: Gasolina
Etiqueta(s): Líquido inflamable
Estado MARPOL III: NA

ICAO/IATA:

Clase de riesgo y div.: 3
Número ID/UN: 1203
Grupo de embalaje: PG II
Nombre de expedición: Gasolina
Riesgo subsidiario: NA
Etiqueta(s): Líquido inflamable

15. Información Reglamentaria

Clasificación y Etiquetado de la UE:

Símbolo: F+ T Extremadamente inflamable, Tóxico.

Frase(s) de riesgo: R12-45-38-65.

Extremadamente inflamable. Puede producir cáncer. Irritante para la piel. Precaución: Puede causar problemas pulmonares si es inhalado.

Frase(s) de seguridad: S53-45-2-23-24-29-43-62.

Evitar exposición. Leer las instrucciones especiales antes de usarlo. En caso de accidente o si se encuentra mal, acuda inmediatamente al médico (si fuera posible, muéstrole la etiqueta del producto). Guardar fuera del alcance de los niños. No respirar el vapor. Evitar el contacto con la piel. No verter en los desagües. En caso de fuego usar espuma, polvo seco o CO2. Si se ingiere, no provocar vómito; acuda al médico inmediatamente

componentes)

20, 21, 23, 25,
26

--- Listas de reglamentación consultadas ---

1=ACGIH ALL	6=IARC 1	11=TSCA 4	16=CA P65 CARC	21=LA RTK
2=ACGIH A1	7=IARC 2A	12=TSCA 5a2	17=CA P65 REPRO	22=MI 293
3=ACGIH A2	8=IARC 2B	13=TSCA 5e	18=CA RTK	23=MN RTK
4=NTP CARC	9=OSHA CARC	14=TSCA 6	19=FL RTK	24=NJ RTK
5=NTP SUS	10=OSHA Z	15=TSCA 12b	20=IL RTK	25=PA RTK
				26=RI RTK

Clave: CARC=Cancer-g.;SUS=Sospech. Canc.; REPRO=Reproductivo

16. Otra Información

Uso: Combustible con plomo para motor de combustión

Nota: Los productos Mobil no contienen PCB (Poli-Cloro-Bifenilo)

Las secciones de este Boletín impresas en letra negrita indican recientes cambios importantes relativos a la información dada.

Solo para uso de Mobil: MHC: 1* 1* 1* 1* 2*, MPPEC: CF, TRN:
29017-45

Fecha de aprobación por el EHS: 05JUN1998

Toda la información contenida en este Boletín de datos de salud y seguridad se ofrece de buena fe, considerándose exacta y cierta en su fecha de publicación, pero sin especial garantía. Su contenido no podrá ser tomado como recomendación de uso, pues las condiciones de aplicación y la idoneidad del producto para su uso particular quedan fuera de nuestro control. Los riesgos derivados del uso del producto serán asumidos por el usuario, declinando Mobil cualquier responsabilidad por utilización inadecuada o indebida de lo mismos. Esta información no será interpretada como recomendación para usos que infrinjan patentes en vigor o como extensión de licencias bajo patentes en vigor. Se debe advertir y facilitar manuales de instrucción a usuarios y a toda persona que manipule o transforme estos productos.

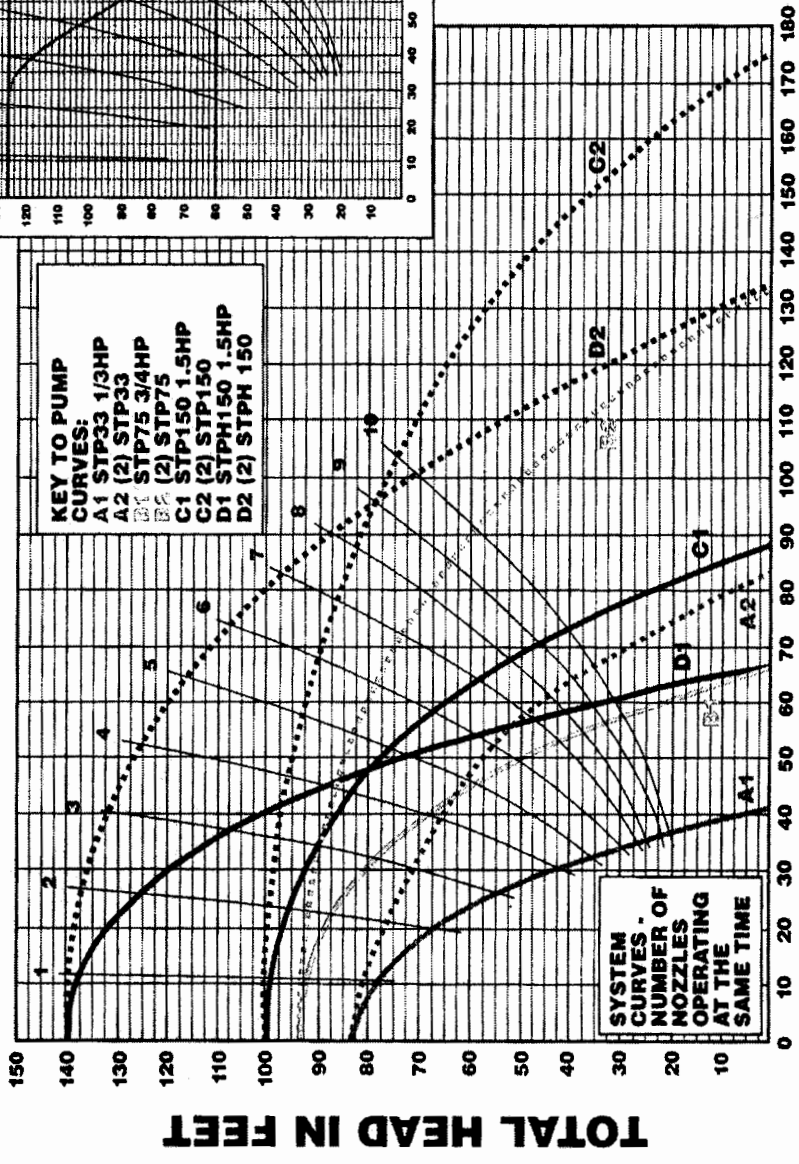
Preparado por: Mobil Oil Corporation
Environmental, Health & Safety Department, Paulsboro, NJ. USA.
Para más información, contactar a:
Mobil de Colombia S.A.
Laboratorio
Calle 90 No.21-32/58 Santafé de Bogotá, D.C.
Tel.: 6-350-350 Extensión 720

ANEXO 4

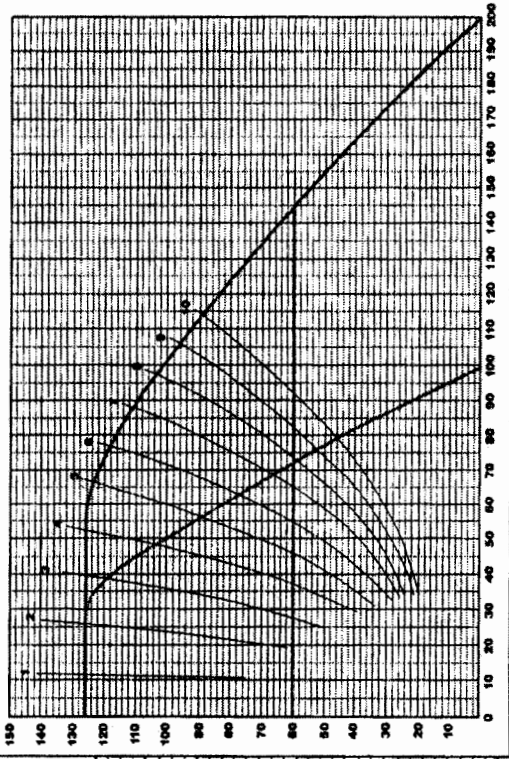
CURVA DE RENDIMIENTO DE BOMBAS SUMERGIBLES



FE Petro 60 HZ Submersible Turbine Pumps Pump Performance Chart



2HP Variable Speed Option

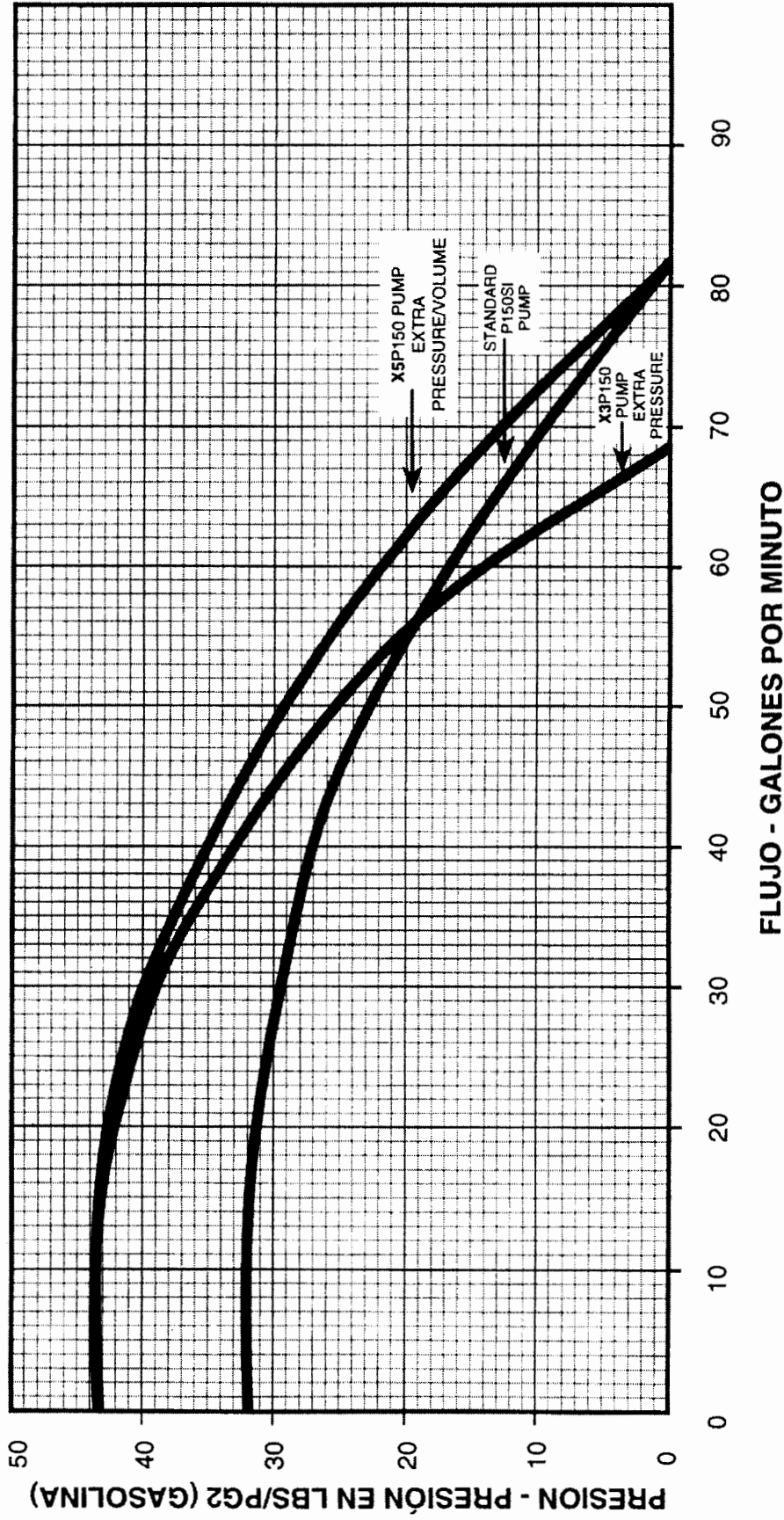


- OPERATING RANGE ON 1 STP-VS2
- OPERATING RANGE ON 2 STP-VS2

NOTES:
 PERFORMANCE IS BASED ON PUMPING SOLVENT (SG=.78) PRESSURE IS TAKEN AT THE DISCHARGE MANIFOLD OUTLET.
 SYSTEM CURVES ARE BASED ON 125 FEET OF 2" PIPE, AN AVERAGE NUMBER OF FITTINGS, AND A TYPICAL AUTOMATIC NOZZLE AT THE MIDDLE SETTING.

FLOW IN GALLONS PER MINUTE

Gráfico de rendimiento en comparación con la bomba estándar Red Jacket de 1-1/2 HP



ANEXO 5
PRESUPUESTO DE OBRA

CANTIDADES DE OBRA

FECHA Julio 8 del 2001

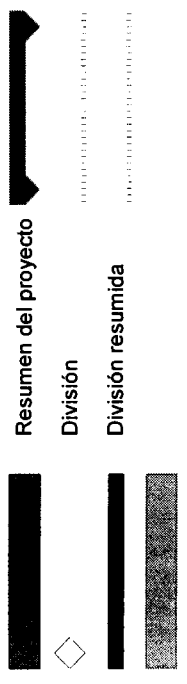
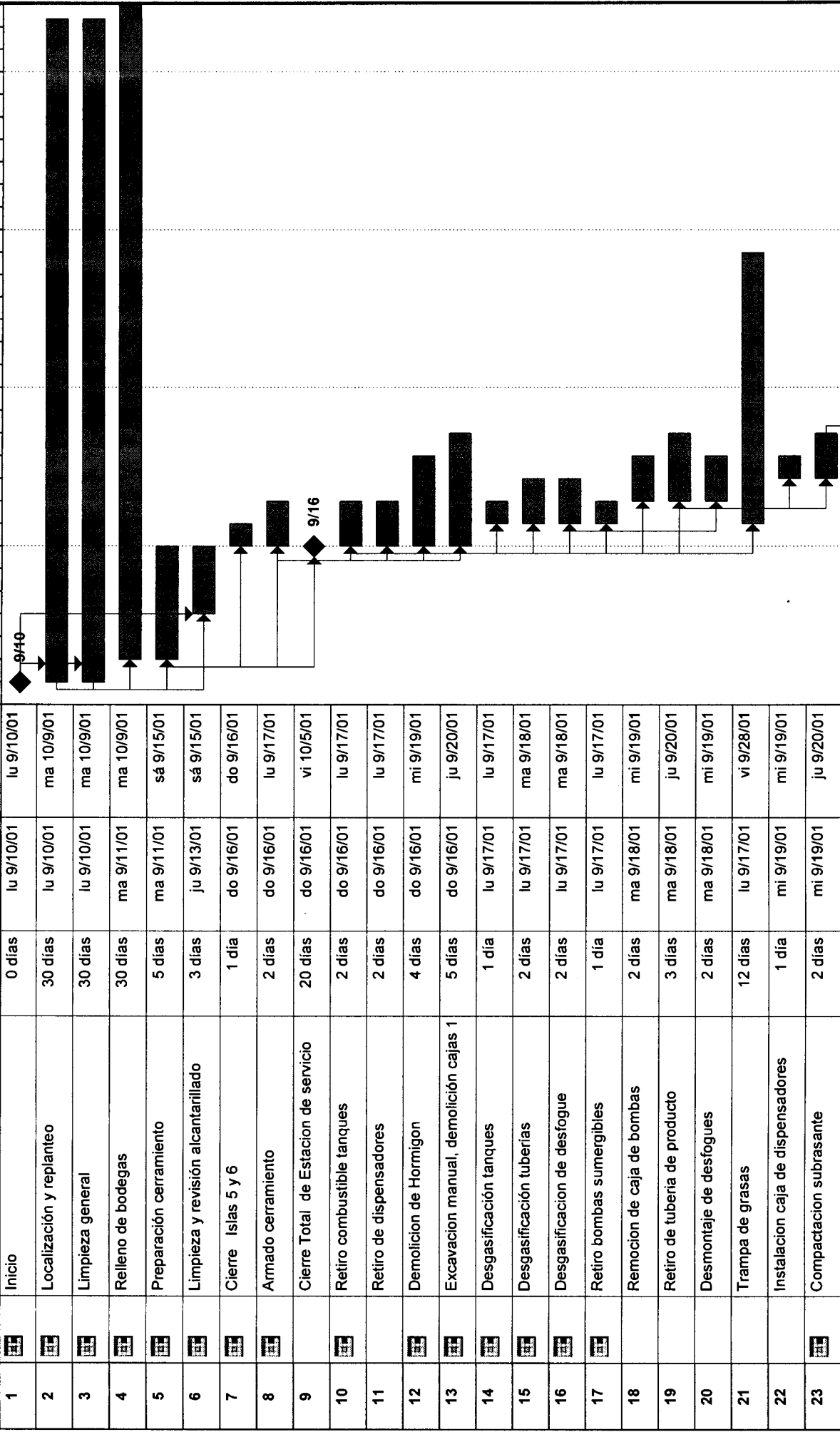
ITEM	UNI DAD	Tanques Cantidad	Bodega Cantidad	Tuberia Cantidad	T. Grasas Cantidad	TOTAL Cantidad	PRECIO UNITARIO OFERTA	subtotal
RELIMINARES								
erramiento Provisional de Yute para remodelación	ml	60.00	20.00	120.00	50.00	250.00	9.26	2,314.65
ampamento en Lamina	m2	10.00	-	-	-	10.00	48.21	482.12
ocalizacion y Replanteo.	m2	85.00	-	70.00	75.00	230.00	1.09	251.16
ordonamiento y vallado de zona de riesgo	ml	44.00	20.00	120.00	21.00	205.00	1.82	372.57
mpieza General durante y al final de la obra.	glb	1.00	-	-	-	1.00	302.00	302.00
REMOLICIONES								
emolición de hormigón simple	m3	-	-	13.50	-	13.50	9.59	129.52
emolición de hormigón armado	m3	34.40	-	18.38	15.34	68.12	15.61	1,063.20
orte de Concreto con máquina de e = 0.03 m.	ml	44.00	-	222.80	337.60	604.40	3.00	1,815.01
RESENTERRAR								
etiro de tuberia de producto con accesorios	ML	75.00	-	200.10	-	275.10	2.79	768.19
REMOCIÓN DE EQUIPO								
emoción de Dispensadores y Surtidores.	u	-	-	7.00	-	7.00	44.02	308.11
emoción de Bomba sumergible de ¼ H.P., 1,5 H.P. y 3,0 H.P.	u	4.00	-	-	-	4.00	29.60	118.40
TRABAJOS DE EXPLANACIÓN								
ase granular compactado al 95% cada 20cm	m3	20.40	75.00	15.00	6.00	116.40	13.49	1,570.70
xcavacion Manual y transporte	m3	20.40	-	30.00	35.00	85.40	6.79	580.19
compactación de la subrasante.	m2	-	-	48.00	3.00	51.00	0.62	31.43
xcavacion Manual sin desalojo	m3	100.00	-	-	-	100.00	2.94	294.06
relleno con material de exvacación, compactado al 95%	m3	120.40	-	-	-	120.40	4.92	592.58
FORMIGONES								
etio e=0.20 m. Con pasadores 280 Kg/cm2	m2	112.00	18.00	66.70	63.44	260.14	23.88	6,213.08
rellante de juntas	ml	55.00	-	278.50	422.00	755.50	2.68	2,021.26
alla electrosoldada (o 6mm @ 10cm)	m2	112.00	18.00	66.70	63.44	260.14	3.39	882.66
la de 3,60 m con 5 cms en hormigón de f'c= 210 kg / cm2 incluye pintura	u	-	-	-	-	-	47.09	-
la de 7,30 m con 5 cms en hormigón de f'c= 210 kg / cm2 incluye pintura	u	-	-	5.00	-	5.00	71.85	359.23
l" de protección para Isla incluye pintura	u	-	-	10.00	-	10.00	313.49	3,134.90
ormigon para zanjas (e=10cm) de fc 100Kg/cm2 tinturado mineral rojo	ml	15.00	-	20.00	-	35.00	5.85	204.75
INSTALACIONES ELECTRICAS								
onduit PVC de 1/2"	ML	-	-	-	-	-	0.87	-
onduit PVC de 3/4"	ML	-	-	-	-	-	1.36	-
onduit PVC de 1"	ML	-	-	-	-	-	2.34	-
onduit PVC de 2"	ML	-	-	-	-	-	3.98	-
able No 2	ML	-	-	-	-	-	3.44	-
able No 4	ML	-	-	-	-	-	2.64	-
able No 8	ML	-	-	-	-	-	1.10	-
able No 10	ML	-	-	-	-	-	0.89	-
able No 12	ML	-	-	-	-	-	0.71	-
able Twin axial de 2 # 22	ML	-	-	-	-	-	1.33	-
ajas de Inspeccion de 60 * 60 cms en bloque de cemento	UN	-	-	-	-	-	97.44	-
onduit galvanizado de 3/4"	ML	4.00	-	7.00	-	11.00	5.17	56.89
onduit galvanizado de 1"	ML	4.00	-	7.00	-	11.00	7.02	77.22
ambre desnudo No. 2 AWG cobre suave	ML	6.00	-	9.00	-	15.00	3.24	48.67
uministro e instalacion de varilla de cobre puesta a tierra 5 / 8 x 1,8 m	UN	4.00	-	7.00	-	11.00	21.80	239.81
ellos a prueba de explosión de 1/2"	UN	4.00	-	7.00	-	11.00	21.53	236.81
ellos a prueba de explosión de 3/4"	UN	8.00	-	-	-	8.00	26.15	209.16
ellos a prueba de explosión de 1"	UN	-	-	14.00	-	14.00	32.75	458.53
oraza flexible a prueba de explosión de 3/4"	UN	4.00	-	7.00	-	11.00	100.83	1,109.14
oraza flexible a prueba de explosión de 1"	UN	-	-	7.00	-	7.00	112.14	784.98
INSTALACION DE EQUIPOS								
instalación contenedor de derrames(Spill Container) incluye tuberia de 4"	UN	4.00	-	-	-	4.00	89.56	358.24
edestal del tubo de desfogoe.en hormigón menos de 5 tubos	UN	1.00	-	-	-	1.00	99.29	99.29
avado de tanque de 10,000 gls	UN	4.00	-	-	-	4.00	223.81	895.22

CANTIDADES DE OBRA

FECHA Julio 8 del 2001

ITEM	UNIDAD	Tanques	Bodega	Tuberia	T. Grasas	TOTAL	PRECIO	subtotal
		Cantidad	Cantidad	Cantidad	Cantidad	Cantidad	UNITARIO OFERTA	
INSTALACION BOMBAS SUMERGIBLES								
Instalación de bomba sumergible de 1.5 HP sin flexo	UN	4.00	-	-	-	4.00	52.84	211.35
Corte del raiser bomba sumergible de 1.5 HP	UN	4.00	-	-	-	4.00	33.72	134.88
Valvula de bola klinger ANSI 150	UN	4.00	-	-	-	4.00	110.50	442.01
INSTALACION DE TUBERIA DE COMBUSTIBLE								
Tubería en acero de 2" para producto, incluye pintura anticorrosiva	ML	32.00	-	-	-	32.00	25.58	818.44
Tubería en acero de 4" para producto, incluye pintura anticorrosiva	ML	50.00	-	-	-	50.00	66.79	3,339.57
Instalación Caja fibra de vidrio para bombas, incluye Manhole 36"	UN	4.00	-	-	-	4.00	59.75	238.99
Tubería flexible Environ	ML	-	-	270.00	-	270.00	2.79	753.95
Accesorios Environ con acopladora	UN	-	-	30.00	-	30.00	2.82	84.71
Instalación de Caja fibra de vidrio para dispensadores	UN	-	-	8.00	-	8.00	45.40	363.17
DISPENSADORES								
Dispensadores 2 productos sin flexos	UN	-	-	-	-	-	51.82	-
Dispensadores 3 productos sin flexos	UN	-	-	6.00	-	6.00	98.59	591.55
ACCESORIOS Y Opcionales								
Desviación de tuberías eléctricas	ml	1.00	-	1.00	-	2.00	1.64	3.28
Cancelación de tubería con arena cemento	ml	-	-	80.00	-	80.00	1.22	97.34
Regeneración de líneas y desfogues	GB	-	-	1.00	-	1.00	36.62	36.62
Desmontaje Filtro de diesel	Un	-	-	-	-	1.00	37.53	37.53
Retiro de combustible de tanques	GB	-	-	1.00	-	1.00	63.19	63.19
Desmontaje de spill containers	UN	-	-	4.00	-	4.00	17.81	71.23
Desmontaje tapas de manholes	UN	-	-	4.00	-	4.00	24.23	96.94
Desmontaje y montaje de desfogues	UN	-	-	4.00	-	4.00	63.49	253.97
Desmontaje valvulas de impacto	UN	-	-	7.00	-	7.00	4.62	32.32
Empaques manholes	UN	-	-	4.00	-	4.00	92.63	370.53
Desalojo de agua de tanques	GB	-	-	1.00	-	1.00	52.21	52.21
Cancelación de llenado de bocas de tanques	UN	8.00	-	-	-	8.00	20.03	160.24
Reparación de tubería	ML	-	-	-	3.00	3.00	2.61	7.82
REPARACIONES HIDROSTATICAS								
Reparación hidrostática tanque de 10,000 gls	UN	4.00	-	-	-	4.00	187.11	748.43
Reparación general del sistema	UN	1.00	-	-	-	1.00	81.14	81.14
Reparación neumática de tubería	UN	-	-	12.00	-	12.00	76.79	921.49
GRASAS NEGRAS, SERVICIO DE ALCANTARILLADO								
Tubería PVC 2"	ML	-	-	-	-	-	3.84	-
Tubería PVC 4"	ML	-	-	-	50.00	50.00	6.80	340.08
Rampa de grasas incluyendo excavación y relleno con material de excavación	UN	-	-	-	3.00	3.00	1,073.57	3,220.71
Caja de lodos inc excavacion, relleno con material de excavacion	UN	-	-	-	3.00	3.00	722.64	2,167.92
ACCESORIOS Y Opcionales								
Canal perimetral canopy en angulo de 2 1/2" x 1/4"	ML	-	-	-	126.80	126.80	33.45	4,241.99
PINTURA								
Empaste suministro y mano de obra	M2	20.00	-	20.00	20.00	60.00	2.55	153.04
Pintura mano de obra	M2	20.00	-	20.00	20.00	60.00	1.15	69.26
							SUBTOTAL	48,589.61

ANEXO 6
CRONOGRAMA DE OBRA



ANEXO 7

RESULTADOS OBTENIDOS METODO CONTEO DE

CARRO (TABLA No. 1)

RESULTADO DEL CONTEO DE CARROS QUE CIRCULAN POR LA E/S LA LUZ

Vehiculos que circulan por el area de influencia diariamente

Composición del Parque Automotor	Cantidad de Vehículos
Automóviles	21,645
Pesado Tracto Mulas	57
Pesados Diesel	3,268
Mulas	415

Vehiculos que circulan por las vias que limitan la E/S diariamente

Composición del Parque Automotor	Cantidad de Vehículos	Avenida 10 de Agosto	Calle Rafael Bustamante	Total
Automóviles	21,645	3,247	1,082	4,329
Pesado Tracto Mulas	57	11	1	12
Pesados Diesel	3,268	490	163	654
Mulas	415	83	21	104

Vehiculos que se espera captar en la E/S diariamente

Composición del Parque Automotor	Vehiculos	% Captacion		Total
		10 Agosto	R.Bustamante	
Gasolina	4,329	35%	15%	1,299
Diesel 2	770	45%	8%	278

Combustible en galones, que se espera vender en la E/S diariamente

Tipo de combustible	Promedio de tanqueo (Gls)	Numero de vehiculos	Incremento ventas	Total
Gasolina	5	1,299	10%	7,142.85
Diesel 2 Tractomulas	35	5	10%	200.59
Diesel 2 Pesados	12	234	10%	3,084.34
Diesel 2 Mulas	20	39	10%	858.22
				11,285.99



Clasificación de volúmenes de venta de gasolina

Tipo de combustible	Porcentaje	Volumen (Gls)
Gasolina Extra	80%	5,714
Gasolina Super	20%	1,429

Composicion vehicular segun horario de circulacion

Composición del Parque Automotor	Hora de tomo de muestra		Horas Pico de circulación		Volumen (Gls) Hora Pico
	Inicial	Final	Inicial	Final	
Automóviles	6:00	5:59	7:30	18:30	5,857
Pesado Tracto Mulas	6:00	5:59	6:00	12:30	181
Pesados Diesel	6:00	5:59	7:30	23:30	2,776
Mulas	6:00	5:59	6:00	17:00	772

ANEXO 8

**INSTALLATION OF UNDERGROUND PETROLEUM
STORAGE SYSTEM (INSTALACIÓN DE SISTEMA DE
ALMACENAMIENTO DE PETROLEO BAJO TIERRA)**



Reproduced By GLOBAL
ENGINEERING DOCUMENTS
With The Permission Of API
Under Royalty Agreement

Installation of Underground Petroleum Storage Systems

API RECOMMENDED PRACTICE 1615
FIFTH EDITION, MARCH 1996



**American
Petroleum
Institute**



One of the most significant long-term trends affecting the future vitality of the petroleum industry is the public's concerns about the environment. Recognizing this trend, API member companies have developed a positive, forward looking strategy called STEP: Strategies for Today's Environmental Partnership. This program aims to address public concerns by improving our industry's environmental, health and safety performance; documenting performance improvements; and communicating them to the public. The foundation of STEP is the API Environmental Mission and Guiding Environmental Principles.

API ENVIRONMENTAL MISSION AND GUIDING ENVIRONMENTAL PRINCIPLES

The members of the American Petroleum Institute are dedicated to continuous efforts to improve the compatibility of our operations with the environment while economically developing energy resources and supplying high quality products and services to consumers. The members recognize the importance of efficiently meeting society's needs and our responsibility to work with the public, the government, and others to develop and to use natural resources in an environmentally sound manner while protecting the health and safety of our employees and the public. To meet these responsibilities, API members pledge to manage our businesses according to these principles:

- To recognize and to respond to community concerns about our raw materials, products and operations.
- To operate our plants and facilities, and to handle our raw materials and products in a manner that protects the environment, and the safety and health of our employees and the public.
- To make safety, health and environmental considerations a priority in our planning, and our development of new products and processes.
- To advise promptly, appropriate officials, employees, customers and the public of information on significant industry-related safety, health and environmental hazards, and to recommend protective measures.
- To counsel customers, transporters and others in the safe use, transportation, and disposal of our raw materials, products, and waste materials.
- To economically develop and produce natural resources and to conserve those resources by using energy efficiently.
- To extend knowledge by conducting or supporting research on the safety, health, and environmental effects of our raw materials, products, processes, and waste materials.
- To commit to reduce overall emission and waste generation.
- To work with others to resolve problems created by handling and disposal of hazardous substances from our operations.
- To participate with government and others in creating responsible laws, regulations, and standards to safeguard the community, workplace, and environment.
- To promote these principles and practices by sharing experiences and offering assistance to others who produce, handle, use, transport, or dispose of similar raw materials, petroleum products and wastes.

Installation of Underground Petroleum Storage Systems

Manufacturing, Distribution and Marketing Department

**API RECOMMENDED PRACTICE 1615
FIFTH EDITION, MARCH 1996**



SPECIAL NOTES

- 1. API PUBLICATIONS NECESSARILY ADDRESS PROBLEMS OF A GENERAL NATURE. WITH RESPECT TO PARTICULAR CIRCUMSTANCES, LOCAL, STATE, AND FEDERAL LAWS AND REGULATIONS SHOULD BE REVIEWED.**
- 2. API IS NOT UNDERTAKING TO MEET THE DUTIES OF EMPLOYERS, MANUFACTURERS, OR SUPPLIERS TO WARN AND PROPERLY TRAIN AND EQUIP THEIR EMPLOYEES, AND OTHERS EXPOSED, CONCERNING HEALTH AND SAFETY RISKS AND PRECAUTIONS, NOR UNDERTAKING THEIR OBLIGATIONS UNDER LOCAL, STATE, OR FEDERAL LAWS.**
- 3. INFORMATION CONCERNING SAFETY AND HEALTH RISKS AND PROPER PRECAUTIONS WITH RESPECT TO PARTICULAR MATERIALS AND CONDITIONS SHOULD BE OBTAINED FROM THE EMPLOYER, THE MANUFACTURER OR SUPPLIER OF THAT MATERIAL, OR THE MATERIAL SAFETY DATA SHEET.**
- 4. NOTHING CONTAINED IN ANY API PUBLICATION IS TO BE CONSTRUED AS GRANTING ANY RIGHT, BY IMPLICATION OR OTHERWISE, FOR THE MANUFACTURE, SALE, OR USE OF ANY METHOD, APPARATUS, OR PRODUCT COVERED BY LETTERS PATENT. NEITHER SHOULD ANYTHING CONTAINED IN THE PUBLICATION BE CONSTRUED AS INSURING ANYONE AGAINST LIABILITY FOR INFRINGEMENT OF LETTERS PATENT.**
- 5. GENERALLY, API STANDARDS ARE REVIEWED AND REVISED, REAFFIRMED, OR WITHDRAWN AT LEAST EVERY FIVE YEARS. SOMETIMES A ONE-TIME EXTENSION OF UP TO TWO YEARS WILL BE ADDED TO THIS REVIEW CYCLE. THIS PUBLICATION WILL NO LONGER BE IN EFFECT FIVE YEARS AFTER ITS PUBLICATION DATE AS AN OPERATIVE API STANDARD OR, WHERE AN EXTENSION HAS BEEN GRANTED, UPON REPUBLICATION. STATUS OF THE PUBLICATION CAN BE ASCERTAINED FROM THE API AUTHORIZING DEPARTMENT [TELEPHONE (202) 682-8000]. A CATALOG OF API PUBLICATIONS AND MATERIALS IS PUBLISHED ANNUALLY AND UPDATED QUARTERLY BY API, 1220 L STREET, N.W., WASHINGTON, D.C. 20005.**

All rights reserved. No part of this work may be reproduced, stored in a retrieval system, or transmitted by any means, electronic, mechanical, photocopying, recording, or otherwise, without prior written permission from the publisher. Contact API Publications Manager, 1220 L Street, N.W., Washington, DC 20005.

FOREWORD

The prevention and detection of product releases from underground petroleum storage and handling systems are important to both the industry and the public. In preparing this recommended practice, careful consideration was given to the following:

- a. Promoting safety.
- b. Protecting human health and the environment.
- c. Preventing storage-system leaks and failures.
- d. Detecting petroleum product releases.
- e. Protecting product quality.
- f. Minimizing maintenance costs.
- g. Minimizing installation costs.

Every effort was made to ensure consistency with the applicable sections of NFPA 30 and NFPA 30A. In addition, consistency was maintained with the provisions of NFPA 329 for the testing of underground storage systems. (See 1.4 in text for further reference information.) Standards that apply to specific materials and equipment are referenced as necessary in text.

At the federal level, the U.S. Environmental Protection Agency (EPA) regulations promulgated under Subtitle I of the Resource Conservation and Recovery Act (RCRA) are in place and applicable to all owners and operators of underground storage tanks (UST). On September 23, 1988, the EPA issued its *Technical Standards and Corrective Action Requirements for Owners and Operators of Underground Storage Tanks (UST)*. These standards are published under 40 *Code of Federal Regulations (CFR)* Part 280. While each state must enforce and implement the federal regulations, they also have the authority to mandate even stricter regulations.

At the time this recommended practice was written, legislation and regulations related to the installation, operation, maintenance, abandonment, and removal of underground petroleum storage systems were still under development at the state and municipal levels. The appropriate local government agencies should be consulted about regulations that apply in their areas before any action suggested in this recommended practice is taken.

Petroleum equipment installations are unique in the construction industry, and contractors selected for work should be experienced in this area. Reliance on skilled, professional tank system installers is an important factor in avoidance of system failures. Leaks in piping are far less attributable to the failure of pipe and fittings than to poor installation practices, including but not limited to stress and abrasion from crossed lines, incompatible pipe fittings, use of improper pipe dope, inadequate testing, and generally poor workmanship. Participation in training programs is recommended to improve the skills of installers and the quality of installations. In highly technical areas, such as vapor recovery, cathodic protection, and underground-tank flotation calculations, professional assistance should be obtained. Such assistance may be available from manufacturers of petroleum equipment, installers of petroleum equipment, engineers, or petroleum suppliers.

Installation of storage systems for flammable and combustible liquids is a unique field. The ability to recognize and react to unexpected, abnormal conditions encountered during a tank installation job requires experience as well as skill.

Many states, cities, and counties now require installers to be certified by a state agency or manufacturer in order to do tank and line work. Some owners also require the installer to be trained and/or qualified by the hardware equipment manufacturer.

FOREWORD (CONT.)

The practices recommended in this publication are limited to installation procedures. It is not the purpose of this document to specify or recommend types of material by composition or brand name. In addition, although API has been made aware of the use of welded piping on underground petroleum storage installations, it is not the scope of this publication to cover such procedures.

It should also be clearly understood that inclusion of procedures for installation of storage system components does not imply that such components should always be used. The reference to installation procedures for specific components should not be interpreted to mean the use of such components is mandatory.

For further safety information, see API Publications 1628, 2005, 2217, and Standard 2015. (See 1.4 in text for further reference information.)

API publications may be used by anyone desiring to do so. Every effort has been made by the Institute to assure the accuracy and reliability of the data contained in them; however, the Institute makes no representation, warranty, or guarantee in connection with this publication and hereby expressly disclaims any liability or responsibility for loss or damage resulting from its use or for the violation of any federal, state, or municipal regulation with which this publication may conflict.

Suggested revisions are invited and should be submitted to the director of the Manufacturing, Distribution and Marketing Department, American Petroleum Institute, 1220 L Street, N.W., Washington, D.C. 20005.

	Page
8.6 Groundwater Monitoring	28
8.7 Line Leak Detectors	28
 SECTION 9—PIPING	
9.1 General	29
9.2 Layout and Design	29
9.3 Steel Piping	30
9.4 Fiberglass-Reinforced Plastic Piping	30
9.5 Flexible Connections	30
9.6 Flexible Piping	31
9.7 Overfill Protection and Containment of Fill-Pipe Spills.....	32
 SECTION 10—BACKFILLING	
10.1 General	38
10.2 Initial Pipe Tightening Test.....	38
10.3 Placement of Materials and Compaction of Backfill	38
10.4 Grading and Paving.....	40
10.5 Post-Backfill Inspection of Fiberglass-Reinforced Plastic Tanks.....	40
10.6 Final Testing.....	40
 SECTION 11—OTHER EQUIPMENT	
11.1 Pumping Systems	40
11.2 Tank Fittings	42
11.3 Identification of Driveway Manholes	43
 SECTION 12—VAPOR RECOVERY	
12.1 General	43
12.2 Balance Systems	43
12.3 Equipment	46
12.4 System Design	46
APPENDIX A—STATE UST/LUST PROGRAM OFFICES.....	47
APPENDIX B—EPA REGIONAL OFFICES	53
 Figures	
1—Typical Plot Plan Showing Possible Tank Locations: Convenience Store and Car Wash.....	12
2—Typical Plot Plan Showing Possible Tank Locations: Service Station.....	13
3—Interconnected (Siphoned) Tanks on a Typical Suction Pump System.....	14
4—Typical Remote-Pumping Manifolder Tank Siphon System.....	15
5—Typical Anchorage for Underground Tank	16
6—Typical Impervious Liners	18
7—Typical Tank Cathodic Protection.....	21
8—Typical Observation Well.....	25
9—Typical Monitoring Well	27
10—Typical Vent Details	31
11—Typical Flexible Joints for Piping	32
12—Typical Island Piping: Dispenser/Suction System Vapor Recovery	33

CONTENTS

	Page
SECTION 1—INTRODUCTION	
1.1 General.....	1
1.2 Purpose and Scope.....	1
1.3 Definitions.....	1
1.4 Referenced Publications.....	4
SECTION 2—PREINSTALLATION SITE ANALYSIS	
2.1 General.....	7
2.2 Secondary Containment.....	7
SECTION 3—MATERIALS AND EQUIPMENT	
3.1 General.....	7
3.2 Federal Requirements.....	7
3.3 Material Specifications.....	8
3.4 Handling.....	8
3.5 Preinstallation Inspection and Testing.....	8
SECTION 4—REMOVAL AND DISPOSAL OF USED STORAGE SYSTEMS	
4.1 Safety Considerations.....	10
4.2 Considerations for Partial System Removal.....	10
4.3 Contaminated Backfill.....	11
4.4 Disposal of Used Equipment.....	11
SECTION 5—EXCAVATION	
5.1 Safety Considerations.....	11
5.2 Location of Tanks.....	11
5.3 Excavation Dimensions.....	11
SECTION 6—EQUIPMENT PLACEMENT, ANCHORAGE, SECONDARY CONTAINMENT, AND BALLASTING	
6.1 Placement.....	13
6.2 Anchorage.....	13
6.3 Secondary Containment.....	14
6.4 Ballasting.....	19
SECTION 7—CORROSION PROTECTION	
7.1 General.....	20
7.2 Impressed-Current Protection.....	20
7.3 Sacrificial-Anode Protection.....	20
7.4 Insulation of Exposed Surfaces.....	22
7.5 Electrical Connections.....	22
7.6 Testing.....	22
SECTION 8—DETECTION OF RELEASES	
8.1 General.....	23
8.2 Tank Tightness Testing.....	23
8.3 Automatic Tank Gauging Systems.....	23
8.4 Secondary Containment.....	24
8.5 Vapor Monitoring.....	26

	Page
13—Typical Tank Piping Details	35
14—Typical Piping Details: Fil-Pipe Containment Manhole with Drop Tube and Transport Vapor Pick-Up Point	37
15—Typical Details: Tank and Piping Backfill and Burial.....	39
16—Typical Remote Pumping System (Shown with Stage I and Stage II Vapor Recovery)	41
17—Typical Island Piping: Dispenser/Suction System With Stage II Vapor Recover	42
18—Typical Vapor Recovery	44
19—Typical Stage II Vapor Return Drop Tank.....	46

Installation of Underground Petroleum Storage Systems

SECTION 1—INTRODUCTION

1.1 General

1.1.1 Petroleum product releases from underground storage systems are a problem that can affect safety, health, and the environment. Releases may be caused by improper installation and maintenance of a storage system, among other factors. Success in preventing releases depends on a number of factors, including the following:

- a. Sound design of installations.
- b. Proper selection of materials for specific locations.
- c. Installation in accordance with sound engineering specifications, practices, and manufacturer's instructions.
- d. Capable, adequate supervision and quality assurance during installation.
- e. Thorough testing at appropriate stages during installation and operation.
- f. Appropriate monitoring and maintenance programs.
- g. Compliance with appropriate regulations.
- h. Use of a qualified contractor: experienced in the installation of underground storage tank systems (USTS).

1.1.2 Written plans are required for obtaining permits, soliciting bids, and providing precise guidance for installers. The written plans should provide the following information:

- a. Property description (including existing soil conditions).
- b. Size, type (fiberglass, steel, and so forth), and location of the tanks.
- c. Liquids to be stored.
- d. Location of the dispensers and piping.
- e. Location of any existing underground obstructions.
- f. Material of construction (for tank, pipe, backfill, and so forth).
- g. Piping sizes.
- h. Location of electrical service components, as well as sizes and locations of vents, observation wells, vapor recovery systems, and gauges or monitoring systems.
- i. Provisions for containment manholes and overfill protection devices.
- j. If appropriate, location of cathodic protection components, tank-hole lining details, manway positioning, hold-down pads or other anchoring devices, configuration of electronic-release monitoring devices, and other components of the system.

The choice of proper equipment and materials is necessary to help ensure long-term system operation and integrity. Installation checklists provide a convenient method for planning and documenting work.

1.2 Purpose and Scope

1.2.1 This recommended practice is a guide to procedure and equipment that should be used for the proper installation of underground petroleum storage systems. It is intended for use by architects, engineers, tank owners, tank operators, and contractors.

1.2.2 This recommended practice applies to underground storage tank systems (see 1.3.48) that are used to store petroleum products at retail and commercial facilities. Stored products include gasoline, diesel fuel, kerosene, lubricating oils, used oil, and certain alcohol/gasoline blends. (For information on alcohol/gasoline blends, see API Recommended Practices 1626 and 1627.) The product manufacturer and the authority having jurisdiction (see 1.3.1) should be consulted with regard to the proper storage of all products.

1.2.3 Anyone preparing to design or install an underground storage tank system should investigate the federal, state, and local requirements and current methods of compliance for vapor recovery in that region. Vapor recovery (see 1.3.52) is covered in greater detail in Section 12 of this document. For more information on the design and installation of vapor recovery systems, see NFPA 30A or PEI RP 300.

1.2.4 The primary application of this recommended practice is in connection with the underground storage of bulk petroleum products or used oil at retail and commercial facilities. It is not intended to cover specialized installations, such as fuel storage systems at marinas or airports, heating storage systems (either residential or bulk), or systems installed inside buildings. This recommended practice does not apply to the installation of in ground or aboveground bulk storage systems. The reader is referred to the following standards for information on specialized storage systems:

- a. Marinas: NFPA 30A.
- b. Residential storage of heating oil: NFPA 31.
- c. Storage inside buildings: NFPA 30.
- d. Aboveground storage: NFPA 30 and 30A; API Standards 650, 651, 652, and 653; and PEI RP 200-92.

1.3 Definitions

Terms used in this recommended practice are defined in 1.3.1 through 1.3.54.

1.3.1 authority having jurisdiction: One or more federal, state, or local government agencies or individuals

ible for approving equipment, installations, and procedures associated with underground storage tank systems.

automatic tank gauging (ATG) system: An automatic system used to measure the level of and provide information on petroleum product in an underground storage tank or to measure the rate of change in the level of petroleum product over a period of time.

California Air Resource Board (CARB)¹: A recognized and often referenced air quality regulatory agency primarily associated with vapor recovery issues. Approval requirements associated with CARB are too numerous to list separately in this document.

cathodic protection: A process that prevents or inhibits corrosion of steel (or other metal) surfaces by managing or redirecting natural or man-made underground electrical currents. For information on the various cathodic protection processes, refer to API Publication 1631.

cathodic protection tester: A person who can demonstrate an understanding of the principles and measurements of all common types of cathodic protection systems as applied to buried or submerged metal piping and tank systems. At a minimum, such persons must have education and experience in soil resistivity, stray current, structure-to-soil potential, and component electrical isolation measurements on buried metal piping and tank systems.

compatibility: The ability of two or more substances to maintain, for the design life of the storage tank, an underground storage tank under conditions likely to be encountered in the storage tank system, adequate levels of their respective physical and chemical properties upon contact with one another.

corrective action: Action taken to identify, report, contain, treat, and/or remove petroleum hydrocarbons that have been released underground.

corrosion expert: A person who (through a professional education and related practical experience has acquired a thorough knowledge of the physical sciences and principles of engineering and mathematics) is qualified to engage in the practice of corrosion control on buried or submerged metal piping systems and metal tanks. Such a person must be accredited or certified as being qualified by the National Association of Corrosion Engineers (NACE) or a registered professional engineer, who has certification or training that includes education and experience in corrosion control of buried or submerged metal piping systems and metal tanks.

corrosion protection: A means to lessen or prevent deterioration of a material, usually a metal, from a reaction with its environment; or the use of a material known to

be nonreactive to its anticipated environment; or the use of a material to isolate the metal from the environment.

1.3.10 double-wall pipe: A form of secondary containment in which a pipe is constructed with two shells or walls with an interstice between to contain a release from the primary (that is, inner) pipe.

1.3.11 double-wall tank: A form of secondary containment in which a storage tank is constructed with two shells or walls with an interstice between to contain a release from the primary (that is, inner) tank.

1.3.12 equivalent: *Similar or equal*, as the term pertains to effectiveness, sensitivity, or accuracy.

1.3.13 extractor fitting: A fitting designed for use in an underground storage system that allows a valve or other component to be removed or repaired without the necessity of breaking concrete, digging down to the component, or cutting a hole in the tank.

1.3.14 fiberglass reinforced plastic (FRP): Thermosetting resin laminate (material composed of several layers of fiberglass and resin) where the resin is a plastic substance used as a matrix for glass fibers.

1.3.15 flexible joint: A joint in the piping system that allows differential movement of the piping system without imposing undue stress or physical damage on the system.

1.3.16 foot valve: A type of check valve, located at the foot of a piping system at the lower end of the suction pipe, inside the storage tank.

1.3.17 generally accepted engineering practices: Techniques or methods that are commonly applied by qualified engineers.

1.3.18 groundwater monitoring well: A cased in-ground well that (a) is in contact with groundwater and (b) is designed to assist in detecting releases of liquid product from an underground storage tank system.

1.3.19 impact valve: A special valve in the piping at the base of a dispenser to provide automatic closure in the event of fire or vehicular impact.

1.3.20 impermeable liner: A barrier material that impedes the migration of released product. This secondary liner/barrier beneath or partially surrounding the UST system consists of artificially constructed material that is sufficiently thick and impermeable (at least 10-6 cm/sec for the regulated substance stored) to direct a release to the monitoring point and permit its detection.

Note: See state and local codes for a possibly more stringent definition of impermeability.

¹ California Air Resource Board (CARB), 2020 L Street, Lower Level, P.O. Box 9000, Sacramento, CA 95814-2815.

1.3.21 labeled: Equipment or materials to which has been attached a label, symbol, or other identifying mark of an organization acceptable to the *authority having jurisdiction* and which is concerned with product evaluation, that maintains periodic inspection of production of labeled equipment or materials and by whose labeling the manufacturer indicates compliance with appropriate standards or performance in a specified manner.

1.3.22 leak: A release of product through a perforation, hole, crack, or other opening in any component of an underground storage tank system, including either primary or containment hardware.

1.3.23 limited-access manhole: A manhole used with observation and/or monitoring wells to which entry is restricted by requiring the use of a special tool to open the manhole.

1.3.24 listed: Equipment or materials included in a list published by an organization that is acceptable to the *authority having jurisdiction*. This organization is concerned with product evaluation, that maintains periodic inspection of production of listed equipment or materials. This organization's listing states either that the equipment or material meets appropriate standards or has been tested and found suitable for use in a specified manner.

1.3.25 monitoring: The periodic checking or testing of an underground storage tank system's equipment, detection devices, and monitoring or observation wells for evidence of released petroleum product or for verifying the integrity of the system.

1.3.26 municipal water well: A well that is operated by a public agency to provide a community with potable water.

1.3.27 noncorrosive material: A material that resists all forms of electrochemical corrosion.

1.3.28 observation well: A cased well within the tank excavation area that may be used to monitor a groundwater or a secondary containment system where an impervious liner is installed.

1.3.29 operational life: The period beginning when the underground storage tank system is first placed in service and ending when the system is properly removed or abandoned.

1.3.30 petroleum products: Hydrocarbons, including motor fuels, such as gasoline [diesel, fuels oils (such as kerosene or No. 2)] and lubricants that are liquid at 60°F and 14.7 pounds per square inch absolute atmospheric pressure. Although used motor oil is not a petroleum product, per se, for the purposes of this recommended practice, it should be included in the definition of petroleum products as used in the text. The UST system for the storage of used motor oil is regulated under the UST regulations.

1.3.31 construction pipe test: An air pressure or hydrostatic test of underground piping and associated valves and fittings for product-handling that is conducted before the product is introduced and the piping is covered with backfill.

1.3.32 preinstallation tank test: A test of an underground storage tank that is conducted before the tank's installation and the introduction of product.

1.3.33 private potable water well: A well on private property that supplies potable water.

1.3.34 product-line leak detector: A device that detects leaks or pressure losses in the pressurized piping of a remote pumping system.

1.3.35 qualified person: An individual, company, agency, or organization deemed qualified, based on education and/or experience in the area of interest, to perform a particular task or tasks.

1.3.36 release: Any spill, leak, or escape of petroleum product from an underground storage tank system into groundwater, surface water, or soil.

1.3.37 remote pumping system or submerged pumping system: A system in which one or more pumping units push petroleum product, via a pressurized piping system, to one or more points away from the tank or tanks.

1.3.38 secondary containment: Any system in which an outer or secondary container or impervious liner prevents petroleum product releases from the primary container from reaching the surrounding environment for a time sufficient to allow the released product's detection and control.

1.3.39 siphon: Piping that interconnects two or more underground tanks permitting the automatic transfer of liquid until equalization is accomplished.

1.3.40 sole-source aquifer: An aquifer designated by the U.S. Environmental Protection Agency (EPA) as being the only source of drinking water for a segment of the public.

1.3.41 statistical inventory reconciliation (SIR): A procedure based on the statistical analysis of a series of daily inventory records taken by the tank owner/operator

1.3.42 storage: The holding of a petroleum product in a container for later use. The term does not include collection of (a) overflows, drips, or spills in auxiliary containers (for example, sumps, catch basins, and drip-collection devices) or (b) hydraulic fluids or similar substances within machines (for example, hydraulic lifts and elevators).

1.3.43 structure-to-soil potential: The difference in electrical potential (measured as voltage) between a steel underground petroleum storage tank system and its surrounding soils.

1.3.44 structure-to-structure potential: The difference in electrical potential (measured as voltage) between underground metallic structures.

1.3.45 suction pumping system: A system in which a pump at a dispensing island reduces pressure in the product line to the underground storage tank to less than atmospheric pressure (vacuum) causing product from the tank to be pulled to the island via the product suction line.

1.3.46 tank tightness test: A test of the liquid-product handling portion of an underground storage tank system or a portion of the system. Per the EPA definition, it must be capable of detecting a 0.1 gallon per hour leak rate with a minimum probability of detection of 95 percent and a maximum probability of false alarm of 5 percent from any portion of the tank that routinely contains product while accounting for the effects of thermal expansion or contraction of the product, vapor pockets, tank deformation, evaporation or condensation, and the location of the water table.

1.3.47 underground product pipes: Buried product lines connected to an underground storage tank. As used in this publication, underground product pipes do not include vent pipes, fill pipes, or vapor recovery pipes.

1.3.48 underground storage tank (UST): A container that has a capacity of more than 110 gallons, is used to store petroleum products, and is buried completely underground.

Note: This definition applies only to this recommended practice and is not to be confused with the Environmental Protection Agency's definition of an underground storage tank.

1.3.49 underground storage tank system (USTS): A petroleum product storage system that is underground and is generally composed of one or more storage tanks, product lines, pumps, vent lines, tank fill lines, vapor recovery pipes and other appurtenances for storing, using, and/or dispensing petroleum products.

Note: This definition applies only to this recommended practice and is not to be confused with the Environmental Protection Agency's definition of an underground storage tank system.

1.3.50 underground transit structure: A partially or totally buried structure designed to convey vehicles such as subway cars, trains, or motor vehicles.

1.3.51 vapor monitoring well: A cased well in the ground that is designed to detect product vapors that may indicate a product released from an underground storage tank system.

1.3.52 vapor recovery: The control, containment, and/or disposition of petroleum product vapors during product delivery and dispensing operations. At retail outlets this is accomplished in two stages:

a. **Stage I vapor control:** Containment, collection and recovery of hydrocarbon vapors generated during the filling of underground storage tanks.

b. **Stage II vapor control:** Containment, collection and recovery of hydrocarbon vapors generated during the refueling of vehicles.

1.3.53 vault: A structure, usually constructed of concrete and containing no backfill material, to house or contain fuel storage tanks. Vaults are considered potentially hazardous confined spaces where human entry is regulated by the Occupational Safety and Health Administration (OSHA) 29 Code of Federal Regulations (CFR) 1910.146. See also 6.3.5 for further explanations and descriptions.

1.3.54 visual inspection: An examination, with the naked eye, to detect the presence of petroleum product. Some examples are the examination of a liquid sample removed from an observation or monitoring well or the inspection of the surface of a vaulted tank.

1.4 Referenced Publications

The following standards, codes, and specifications are referenced in this recommended practice:

API

Std 650	<i>Welded Steel Tanks for Oil Storage</i>
RP 651	<i>Cathodic Protection of Aboveground Petroleum Storage Tanks</i>
RP 652	<i>Lining of Aboveground Petroleum Storage Tank Bottoms</i>
Std 653	<i>Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction</i>
RP 1604	<i>Closure of Underground Petroleum Storage Tanks</i>
RP 1621	<i>Bulk Liquid Stock Control at Retail Outlets</i>
RP 1626	<i>Storing and Handling Ethanol and Gasoline-Ethanol Blends at Distribution Terminals and Service Stations</i>
RP 1627	<i>Storage and Handling of Gasoline-Methanol/Cosolvent Blends at Distribution Terminals and Service Stations</i>
Publ 1628	<i>A Guide to the Assessment and Remediation of Underground Petroleum Releases</i>
Publ 1628A	<i>Natural Attenuation Processes</i>
Publ 1628B	<i>Risk-Based Decision Making</i>
Publ 1628C	<i>Optimization of Hydrocarbon Recovery</i>
Publ 1628D	<i>In Situ Air Sparging</i>
Publ 1628E	<i>Operation and Maintenance Consideration for Hydrocarbon Remediation Systems</i>
RP 1631	<i>Interior Lining of Underground Storage Tanks</i>
RP 1632	<i>Cathodic Protection of Underground Petroleum Storage Tanks and Piping Systems</i>
RP 1637	<i>Using the API Color-Symbol System to Mark Equipment and Vehicles for Product Identification at Service Stations and Distribution Terminals</i>

RP 2202	<i>Dismantling and Disposing of Steel from Aboveground Leaded Gasoline Storage Tanks</i>	Approval) (Must for USTS) (Straight Talk on Tanks) (Dollars and Sense)
Publ 2005	<i>Service Station Safety</i>	
Std 2015	<i>Safe Entry and Cleaning of Petroleum Storage Tanks, Planning and Managing Tank Entry from Decommissioning Through Recommissioning</i>	530-89-012 <i>Detecting Leaks: Successful Methods Step-by-Step</i>
		625/9-89/009 <i>Volumetric Tank Testing: An Overview</i>
Publ 2217	<i>Guidelines for Work in Inert Confined Spaces in the Petroleum Industry</i>	600-2-86-001 <i>Underground Tank Leak Detection Methods</i>
Publ 2219	<i>Safe Operating Guidelines for Vacuum Trucks in Petroleum Service</i>	
ACGIH ²	<i>Threshold Limit Values for Chemical Substances and Physical Agents and Biological Exposure Indices</i>	
ANSI ³	Z117.1 <i>Safety Requirements for working in tanks and other confined spaces.</i>	
ASME ⁴	B16.3 <i>Malleable Iron Threaded Fittings, Class 150 and 300</i>	
	B16.39 <i>Malleable Iron Threaded Pipe Unions, Class 150, 250 and 300</i>	
	B36.10M <i>Welded and Seamless Wrought Steel Pipe</i>	
ASTM ⁵	C 33 <i>Specification for Concrete Aggregates</i>	
	D 2996 <i>Specification for Filament-Wound Reinforced Thermosetting Resin Pipe</i>	
	D 4021 <i>Specification for Glass Fiber-Reinforced Polyester Underground Petroleum Storage Tanks</i>	
	G 57 <i>Method for Field Measurement of Soil Resistivity Using the Wenner Four-Electrode Method</i>	
EPA ⁶	40 <i>Code of Federal Regulations</i> Parts 280 and 281 (Underground Storage Tanks; Technical Standards and Corrective Action Requirements for Owners and Operators and State Program	
		FTPI ⁷ RP T-95-02 <i>Remanufacturing of Fiberglass Reinforced Plastic (FRP) Underground Storage Tanks</i>
		NACE ⁸ RP-01-69-83 <i>Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems</i>
		RP-02-85 <i>Control of External Corrosion on Metallic Buried, Partially Buried, or Submerged Liquid Storage Systems</i>
		NFPA ⁹ 30 <i>Flammable and Combustible Liquids Code</i>
		30A <i>Automotive and Marine Service Station Code</i>
		31 <i>Installation of Oil Burning Equipment</i>
		70 <i>National Electrical Code</i>
		77 <i>Static Electricity</i>
		329 <i>Recommended Practice for Handling Underground Leakage of Flammable and Combustible Liquids</i>
		NIOSH ¹⁰ PUB 80-106 <i>Criteria for a Recommended Standard on Working in Confined Spaces</i>
		NIST ¹¹ Handbook 44 NTEP

²American Conference of Governmental Industrial Hygienists, Bldg. D-5, 6500 Glenway Avenue., Cincinnati, OH 45211.

³American National Standards Institute, 1430 Broadway, New York, NY 10018, 212/642-4900.

⁴American Society of Mechanical Engineers, 345 E. 47th Street, New York, NY 10017.

⁵American Society for Testing and Materials, 1916 Race Street, Philadelphia, PA 19103, 215/299-5400.

⁶U.S. Environmental Protection Agency, Office of Underground Storage Tanks, 401 M Street, SW, Washington, DC 20460.

⁷Fiberglass Tank and Pipe Institute, 9801 Westheimer, Suite 606, Houston, TX 77042-3951.

⁸National Association of Corrosion Engineers, P.O. Box 218340, Houston, TX 77218-8340.

⁹National Fire Protection Association, Batterymarch Park, Quincy, MA 02269-9990.

¹⁰National Institute for Occupational Safety and Health, 125 Bakers Drive, Morgantown, WV 26505.

¹¹National Institute of Standards and Technology, Gaithersburg, MD 20899.

OSHA¹²

- 29 *Code of Federal Regulations* Part 1910
 (Air Contaminant Rule)
 (Hazardous Communication Standard)
 (Personal Protective Equipment)
 (Safety and Health Regulations for Construction)
 (Permit Required Confined Spaces)

PEI¹³

- RP 100 *Recommended Practices for Installation of Underground Liquid Storage Systems*
 RP 200 *Recommended Practices for Installation of Aboveground Storage Systems for Motor Vehicle Fueling*
 RP 300 *Vapor Recovery Instructions*

STI¹⁴

- ACT-100 *Specification for External Corrosion Protection of FRP Composite Steel Underground Storage Tanks*
 STI-P3 *Specification and Manual for External Corrosion Protection of Underground Steel Storage Tanks*
 F841-91 *Standard for Dual-Walled Underground Storage Tanks*
 R821-91 *Installation Instructions—Underground Steel Storage Tanks With STI-P3 Corrosion Control System*
 R891-91 *Recommended Practice for Hold Down Strap Isolation*
 R912-91 *Installation for Factory Fabricated Aboveground Tanks*

- R913-91 *Installation Instructions—FRP Composite Steel Underground Storage Tanks*
 R892-89 *Steel Tank Institute Recommended Practice for Corrosion Protection of Underground Piping Networks Associated with Liquid Storage and Dispensing Systems*

UL¹⁵

- 58 *Steel Underground Tanks for Flammable and Combustible Liquids*
 87 *Power-Operated Dispensing Devices for Petroleum Products*
 567 *Pipe Connectors for Flammable & Combustible Liquids*
 971 *Outline of Proposed Investigation for Non-Metallic Underground Piping for Petroleum Products*
 1316 *Glass-Fiber-Reinforced Plastic Underground Storage Tanks for Petroleum Products*
 1746 *External Corrosion Protection Systems for Steel Underground Storage Tanks*

¹²Occupational Safety and Health Administration, U.S. Department of Labor, Washington, DC 20402.

¹³Petroleum Equipment Institute, P.O. Box 2380, Tulsa, OK 74101.

¹⁴Steel Tank Institute, 570 Oakwood Road, Lake Zurich, IL 60047-1559.

¹⁵Underwriters Laboratories Inc., 333 Pfingsten Road, Northbrook, IL 60062.

SECTION 2—PREINSTALLATION SITE ANALYSIS

2.1 General

2.1.1 Because many site-specific factors related to soil conditions and drainage affect the safety and operational life of an USTS, it is necessary to conduct a preinstallation site analysis. Factors analyzed may include but are not necessarily limited to soil stability, underground rock soil resistivity, acidity (Ph), moisture content, sulfide content, structures (existing on-site or nearby), utilities, space availability, nearby potable water wells, and the presence or absence of contamination. The preinstallation site analysis should also include an evaluation of possible requirements for secondary containment (see 2.2 and 6.3).

2.1.2 The preinstallation site analysis should evaluate the site-specific needs for groundwater protection and personal safety. This may include identification of potable water wells and take into account residential areas in close proximity to the site (see 2.2). The preinstallation site analysis should also include the location and identification of nearby structures, such as utility lines, sewer lines, buildings, and other tanks that may influence the location and design of the USTS. In addition, a determination should be made of the soil stability and soil composition with respect to the systems to be installed (for example, loading pressure). Soil corrosivity need not be evaluated if the tanks, piping, and containment hardware to be installed are made of noncorrosive materials, for example, FRP, high density polyethylene (HDPE).

2.1.3 When an USTS is to incorporate coated metallic components in physical contact with surrounding backfill, the preinstallation site analysis should include a determination of the soil corrosivity (refer to NACE RP-01-69-83 and NACE RP 02-85) to assist in the design of a cathodic protection system. If USTS components are provided with factory-

installed, preengineered cathodic protection systems, the manufacturer or a qualified person should be consulted to determine the adequacy of the preengineered system to protect against corrosion, given the subsurface conditions at the installation site.

2.1.4 Determination of normal and expected high water tables, site drainage characteristics, and the potential flooding of the site will aid in assessing the need for underground tank anchorage (see 6.2). The water table may influence the selection of the method of release detection (see Section 8). Determination of these site characteristics is necessary regardless of whether steel or FRP tanks are to be used.

2.2 Secondary Containment

2.2.1 Secondary containment provides additional protection against product releases to the environment. Secondary containment is intended for application in areas or situations in which petroleum product releases would present immediate health and safety hazards or produce severe environmental damage (see 6.3).

2.2.2 Secondary containment is recommended for new installations when sole-source aquifers underlying the location of the USTS are determined to warrant such protection, when a private potable water well is within 300 feet of the location, or when the USTS is within 100 feet of an underground transit structure. The authority having jurisdiction should be consulted regarding specific requirements for secondary containment. In addition, many states and municipalities have or will designate environmentally sensitive areas that may require secondary containment.

SECTION 3—MATERIALS AND EQUIPMENT

3.1 General

The choice of the materials to be used in an USTS depends on many factors, including site and climatic conditions, risk presented to the public and the environment, availability of qualified personnel for installation, inspection and maintenance of the system, and initial and operating costs. Applicable fire and building codes should be consulted regarding any requirements concerning selections of materials and conditions for their use. Manufacturers can also provide information related to material specifications and performance. Permits from the authorities having jurisdiction are usually required.

3.2 Federal Requirements

3.2.1 Federal regulations specifying materials and performance criteria for USTSs were promulgated by the Environmental Protection Agency (EPA) on September 23, 1988, and are set forth in 40 CFR Parts 280 and 281.

In general, new USTSs must meet the following requirements:

- a. Tanks and piping must be installed properly according to industry codes, and this must be verified by an appropriate certification of compliance.
- b. Tanks must be equipped with devices to prevent spills and overfills.

- c. Both tanks and piping must be protected from corrosion.
- d. Both tanks and piping must be monitored by an approved method.

Existing USTs must also meet the above requirements. Deadlines for compliance with these requirements are included in the federal regulations (see 1.4).

3.2.2 The EPA requires each owner to register every new underground tank within 30 days after the tank is brought into use. Federal, state, and local registration requirements should be reviewed before new tanks are installed. The designated state regulatory agency can provide registration forms (see Appendix A).

3.3 Material Specifications

3.3.1 The materials used in USTs should meet the criteria outlined in appropriate API, ASTM, and/or STI or UL standards (see 1.4).

3.3.2 When FRP tanks and piping are specified, the manufacturer should be asked to certify that the equipment is safe for use with the particular product and additives to be handled (see API Recommended Practices 1626 and 1627). Product compatibility should also be confirmed for materials other than FRP (for example, HDPE), especially in the case of alternative fuels and oxygenated fuels.

3.4 Handling

3.4.1 To prevent damage to coatings and structure, tanks should be handled with care during transit, storage, and installation. Tanks should not be rolled, dropped, dragged or handled with equipment or devices that might impose damage or excessive stress.

3.4.2 Chains, cable, or other lines should not be placed around the tank to lift or move it; however, rope or strapping that will not damage the coating may be used to secure the tank during transit.

3.4.3 Lifting lugs attached by the manufacturer, when properly used in accord with the manufacturer's instructions, provide a safe and effective means of lifting or moving the tank. To lift or move a tank with multiple lifting lugs, chains or cable of sufficient length should be attached to all the lugs and the lifting equipment so that the angle between the vertical and one side of the chain to a lifting lug is not greater than 30 degrees. A spreader bar can be used to ensure that the angle does not exceed 30 degrees. Handlines should be attached to each end of the tank to provide a means of manually controlling its movement and placement. Prior to moving a tank, a determination should be made that the hoisting equipment has sufficient capacity and reach to lift and lower the tanks without dragging or dropping. The tank manufacturer should be contacted to determine the tank weight and to select the appropriate lifting equipment.

3.4.4 Tanks stored temporarily at the installation site should be located away from areas of activity where the coating or structure could be damaged. Efforts should be made to ensure that stored tanks do not interfere with the normal flow of vehicles or pedestrians. The tanks should be placed in a location that will minimize the need for further movement prior to installation.

3.4.5 Nonabrasive chocks (such as rubber tires) should be used to prevent the tank from moving during storage. If high winds are expected, tanks should be tied down with nylon or hemp rope at least 1/2 inch in diameter. The rope should be secured to stakes large enough to provide adequate restraint. Tie-down ropes should be secured through the lifting lugs.

3.4.6 Piping should be handled with care to prevent damage to coatings, structure, or threaded sections. Bending, crushing, or otherwise stressing pipe should be avoided during transit, storage, and installation.

3.4.7 All tanks should be vented to the atmosphere during storage and installation. All tanks should be handled and tested in accordance with the manufacturer's recommendations. The manufacturer may ship the tank with the interstitial space under pressure or vacuum, and the tank is to remain this way during storage and even during part of the installation process.

3.5 Preinstallation Inspection and Testing

3.5.1 GENERAL

3.5.1.1 Upon delivery at the installation site and just prior to installation, tanks and piping should be carefully inspected to ensure that they comply with the applicable specifications and to detect any evidence of damage to coatings, materials, or structure. Any methods of acceptance testing recommended and approved by the tank manufacturer should be conducted at the time of the tank delivery. Another careful visual inspection should be conducted just prior to installation.

3.5.1.2 When possible, damaged coatings should be repaired at the installation site with manufacturer-supplied materials and in accordance with the manufacturer's instructions. If this is not possible or if significant damage such as denting, puncturing, or cracking, has occurred, the manufacturer should be employed to repair the equipment or coatings and to recertify or replace the tank as required. The manufacturer should be consulted concerning limits and requirements for maintaining new tank warranty.

3.5.1.3 Before a tank is installed, its inside vertical diameter should be measured and permanently recorded for comparison with post-installation measurements and for future reference. The inside vertical diameter of the tank can be

measured from the top of the bung (or opening) in three locations (that is, the middle and both ends of the tank). The deflection (difference between preinstallation and post-installation measurements) must not exceed the tank manufacturer's recommendations.

CAUTION: The tank should not be entered for any purpose unless proper safety precautions, as outlined in API Publication 2217, are taken. See also 29 CFR Part 1910.146.

3.5.2 TESTING OF SINGLE-WALL TANKS

Prior to installation, each underground tank should be subjected to a preinstallation tank test. Some jurisdictions may require an air test after the tank is installed.

CAUTION: A preinstallation tank test is a potentially dangerous procedure and should therefore be conducted with the following safety precautions:

- a. Before any of the procedures described in this section are initiated, the tank manufacturer's instructions should be consulted regarding specific testing requirements.
- b. The internal tank pressure must not exceed the specific tank manufacturer's recommendations. Remember to stay away from the tank ends while the tank is under pressure.

CAUTION: Personal injury and tank damage can result from overpressuring.

- c. Use a pressure gauge compatible with the manufacturer's recommended test pressures (two to three times the manufacturer's recommended test pressure) so that the tester can accurately determine small pressure differences. To reduce the chance of damage by a gauge failure, two gauges should be used to conduct this test. Pressure gauges should be checked for proper operation and accuracy before being used; and replaced with a properly working, properly calibrated gauge if they are not operating well.

Note: Some jurisdictions may require an air test after the tank is installed. If so, this should be in addition to the aboveground test.

A preinstallation tank test may be conducted as follows:

- a. All factory-installed bungs (plugs) are removed from the tank, and a pipe-thread sealant certified for petroleum service or for the fuel to be stored is applied to them. The bungs are then replaced and tightened to ensure that no air is released during testing. Any temporary bungs or *dust covers* should be replaced with solid bungs. Care should be taken to avoid cross threading when the bungs are replaced.
- b. Prior to pressurization, the external surface of the tank should be inspected for defects. A compressed-air source is applied (according to the manufacturer's recommended procedures) to raise the internal tank pressure to a level recommended for this test by the tank manufacturer. A pressure gauge with a maximum range of 10-15 pounds per square

inch gauge with graduations of no more than 1/4 pound increments should be used to confirm proper pressurization.

- c. When the internal pressure is achieved, the compressed-air source should be disconnected from the tank, and the entire tank shell, as well as all seams, bungs, and manholes should be uniformly coated and recoated as necessary with a soap solution. Leaks are detected by the presence of bubbles identified by a visual inspection. The importance of this visual inspection *cannot* be over emphasized.
- d. If bubbles are observed around fittings, the fittings should be checked for tightness and repaired as necessary. If leaks are detected in seams or the shell, the supplier and/or the manufacturer should be notified and the leak eliminated prior to installation.
- e. When the inspection is completed, the air pressure should be released.

3.5.3 TESTING OF DOUBLE-WALL TANKS

3.5.3.1 Double-wall tanks provide a form of secondary containment in that they contain an internal cavity (that is, the space between the inner and outer tank walls) called an *interstice*. This space may also be referred to as an *interstitial space*, an *annulus*, or an *annular space*. The interstice is a feature that provides for containment and detection of releases and is not meant to provide permanent storage of product. The primary containment vessel is referred to as the *inner tank*, and the exterior of the tank as the *outer tank*.

3.5.3.2 Both the inner and the outer shells of a double-wall tank should be tested prior to installation. The manufacturer will determine the exact test methods and protocols for their product. It is extremely important that the manufacturer's instructions be followed without deviation. Where interstice is shipped from the manufacturer with a vacuum or liquid fill, another test may not be necessary. If testing is required, the following should be considered:

- a. The capacity of the interstice is very small in relation to the primary tank capacity. Compressors commonly used for testing can over-pressurize the space in seconds, possibly causing serious damage to the tank.
- b. Manufacturers' field test requirements vary. The methods employed should comply with the specific manufacturer's instructions, and only those tanks that pass the manufacturer's test should be installed. Generally, to avoid over-pressurizing the interstice, manufacturers recommend that a temporary manifold connection be installed between the inner tank and the interstice to transfer air from the inner tank to the interstice.

WARNING: Pressurization of the interstice directly from an outside air source is dangerous and should be strictly prohibited. Never enter the inner tank while the interstice is under pressure. Remember to stay away from the tank ends while the tank is under pressure.

3.5.4 TESTING OF PIPING AND OTHER EQUIPMENT

3.5.4.1 Piping and other product-handling equipment are not generally subjected to preinstallation testing at the jobsite. Instead, when the piping is installed and before the backfill is placed, the piping should be isolated from the tanks and tested (see 10.2).

3.5.4.2 If impervious liners are used in installations as secondary containment, they should be carefully inspected for

damage and should be tested at the jobsite after they are installed in the excavation but before tanks or backfill are placed. The manufacturer's testing instructions should be followed, with special attention given to the liner seams. Any repairs should be conducted in accordance with the manufacturer's instructions.

SECTION 4—REMOVAL AND DISPOSAL OF USED STORAGE SYSTEMS

4.1 Safety Considerations

In some cases, an existing USTS must be partially or totally removed before a new system is installed. Because of the fire and safety hazards related to the removal of existing systems, specific safety precautions must be taken. API Recommended Practice 1604 and API Publications 2217 and 2219 provide appropriate safety information and procedures. Local fire officials should be consulted before any action is taken.

Note: The EPA's underground storage tank regulations require that the authority having jurisdiction be notified of closure 30 days in advance, unless the closure is in response to a need for corrective action. Local jurisdictions may have different requirements.

CAUTION: Entry into tanks and containment spaces, including any submerged pump containment spaces, can be extremely hazardous. This should not be undertaken without procuring the proper equipment and compliment of personnel or without the complete compliance of all the appropriate publications or regulations referenced in this text (see 1.4, especially OSHA 29 CFR 1910.146). In particular, the following specific considerations should be taken:

- a. Personnel entering the vaults shall be equipped at all times with positive pressure air-supplied respirators with full-face enclosure. Personnel entering the tank shall wear a safety harness connected to a safety line that must be securely attached outside of the tank's entry opening. Under no circumstances should any personnel be inside the tank without a safety attendant immediately outside the tank opening. (Consult OSHA 29 CFR 1910.134.)
- b. Before entering vaults, the procedures described in API Publication 2217, API Standard 2015, ANSI Z117.1-1977, NIOSH 80-106, and applicable sections of 29 CFR Part 1910 and NFPA 77 should be followed to ensure the safety of personnel.
- c. All personnel working within a confined space (for example, inside a tank or vault area) should be familiar with the safety procedures in API Publication 2217 and OSHA 29 CFR Part 1910.132-140 and Part 1910.146.

4.2 Considerations for Partial System Removal

If only part of an existing USTS is to be moved, care should be taken not to disturb backfill or components of the system that will remain in place. The following specific precautions should be taken:

- a. Product should be pumped out of the USTs to be removed and the tanks in these systems should be made vapor free or inerted before excavation is initiated. (API Recommended Practice 1604 describes vapor-freeing and inerting procedures.) In some situations, product in adjacent tanks should also be removed or reduced to prevent any possible release that might result from damage to these tanks.
- b. Care should be taken when existing equipment and backfill are removed so that other existing tanks and piping are not damaged or undermined. Removing and replacing backfill around existing piping and tanks can cause stresses that may damage coatings and/or the USTs.
- c. If the existing tanks that will be left intact and the new equipment that will be installed are both steel, consideration must be given to eliminating the electrochemical corrosion effect that the existing tanks might have on the new equipment. This effect is of increased concern when all the adjacent USTs are not cathodically protected and electrically connected or when one of the USTs has impressed-current cathodic protection and is not electrically connected with adjacent USTs. Newer tanks can become anodic to older steel tanks and can corrode much faster than expected unless a properly designed cathodic protection system is installed (see API Recommended Practice 1632 and NACE RP-02-85). The following actions can be taken to eliminate this effect:
 1. Using nonmetallic materials (such as FRP) in the system to be replaced.
 2. Employing a properly designed cathodic protection system on the new and existing USTs (see API Recommended Practice 1632).

3. Replacing all adjacent USTSs with new equipment, using either steel or nonmetallic materials. The age of existing USTSs should be a factor when considering this option.

d. The authority having jurisdiction should be consulted regarding any regulations that cover the proposed work.

4.3 Contaminated Backfill

4.3.1 When an existing USTS is partially or totally removed, contaminated backfill may be encountered. Backfill can be contaminated by minor spills and drips during previous operation of the facility or by minor spills and drips during removal of equipment. Contaminated backfill may be a fire and environmental hazard.

4.3.2 Spills and drips should be contained to prevent contamination during removal. If a reportable release under fed-

eral, state, or local rules has occurred, the authority having jurisdiction must be notified. Local officials may require specific procedures for isolation and special handling and/or disposal of contaminated backfill materials (see API Publication 1628). The authorities having jurisdiction should be consulted about any requirements concerning notification, site assessment, or corrective action.

4.4 Disposal of Used Equipment

API Recommended Practice 1604 suggests appropriate disposal methods for used petroleum product storage and handling equipment. The authorities having jurisdiction should be consulted before any action is taken. Refer to API Publication 2202 which addresses the dismantling and disposal of tanks that have contained leaded product.

SECTION 5—EXCAVATION

5.1 Safety Considerations

5.1.1 Any earth excavating procedure presents safety hazards related to the presence of unstable soils, water, released product, and moving equipment. Special attention should be given to sloping or shoring the sides of the excavation to make them stable. Personnel involved in excavation, equipment installation, and backfilling should be knowledgeable about and should follow the safety standards given in OSHA 29 CFR Part 1926).

5.2 Location of Tanks

5.2.1 Tanks should be located to minimize the amount of maneuvering necessary for the tank truck making the product delivery to reach the fill openings. Whenever possible, deliveries should be accomplished without the need for the truck to move or travel in reverse (see Figures 1 and 2).

5.2.2 Tanks should be located so that the tank truck making the product delivery will not be on a public right-of-way, block motorists' views of roadways, nor impede the flow of vehicles or pedestrians.

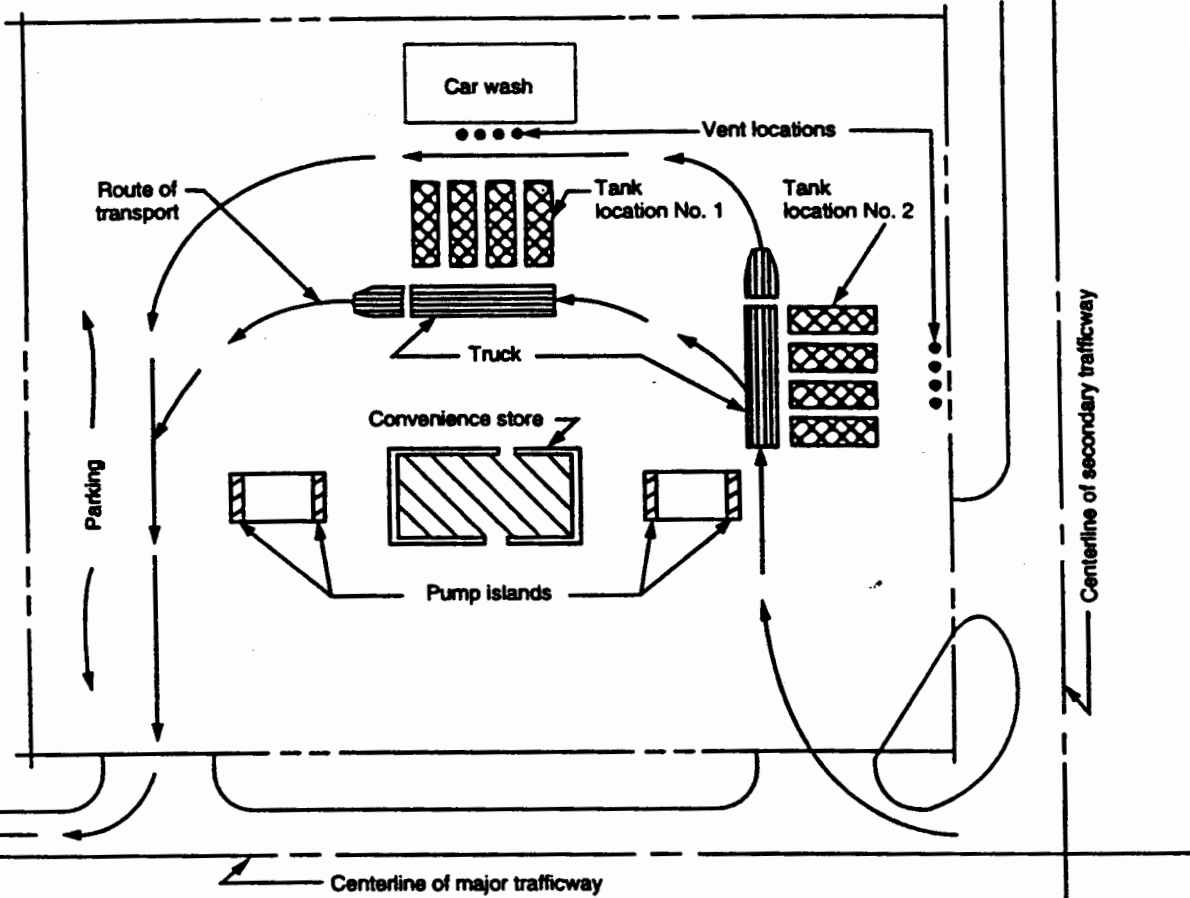
5.2.3 Local regulations usually specify permissible distances from underground storage tanks to property lines or buildings. If a tank is to be placed near a building foundation, care should be taken to prevent damage to the building or the tank. If soil instability creates concern, qualified professional assistance is recommended. Tanks should not be lo-

cated less than 3 feet from the property line of any adjacent property on which a structure can be built. (Refer to NFPA 30 and/or local code.)

5.3 Excavation Dimensions

5.3.1 Excavations for steel tanks should be large enough to provide a minimum clearance of 12 inches between the ends and sides of tanks and the sides of the excavation. Excavations for FRP tanks should be large enough to provide a minimum clearance of 18 inches. Steel tanks should be at least 12 inches apart, and FRP tanks should be at least 18 inches apart. Alternate distances may be required by the manufacturer or the authority having jurisdiction.

5.3.2 For both steel and FRP tanks, the excavation should be deep enough to provide for a backfill depth of at least 12 inches below the bottom of the tank (or as recommended by the tank manufacturer), with or without a hold-down pad. The burial depth of the tank depends on the manufacturer's recommendations, tank diameter, local regulations, the type of finished surface to be applied, soil conditions, topography, the vertical distance needed to provide the required slope for vapor and product lines, the need for a minimum depth of cover for the piping, suction lift requirements, and the hold-down pad (if required). The cover over the tanks (for example, concrete, asphalt, and so forth) will vary depending on the type of traffic over the tanks and the possible tank float-out conditions. In areas that are not subject to traffic, the



Notes:

1. The optimum turning radius for a transport truck is 50 feet.
2. The transport truck should not be required to back up.
3. Site conditions will dictate the most appropriate tank field location for an individual site.

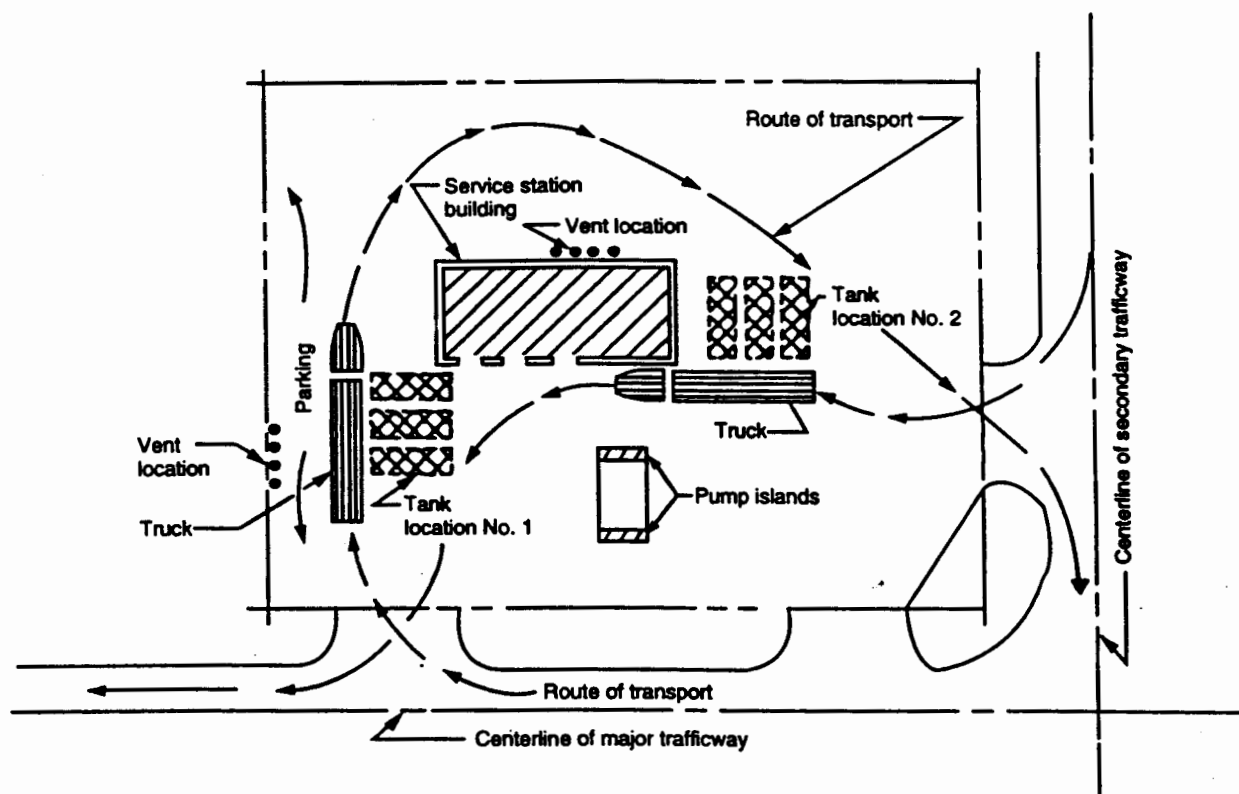
Figure 1—Typical Plot Plan Showing Possible Tank Locations:
Convenience Store and Car Wash

cover should consist of a minimum of 24 inches of backfill, or a minimum of 12 inches of backfill plus at least 4 inches of reinforced concrete.

CAUTION: If there is a possibility that this area will be subject to traffic in the future, the tanks should be buried a minimum of 36 inches.

In areas that are subject or are likely to be subject to traffic, the cover should consist of one of the following options:

- a. A minimum of 36 inches of well-tamped backfill.
- b. A minimum of 18 inches of well-tamped backfill, plus at least 6 inches of reinforced concrete.
- c. A minimum of 18 inches backfill, plus at least 8 inches of asphaltic concrete.



Notes:

1. The optimum turning radius for a transport truck is 50 feet.
2. The transport truck should not be required to back up.
3. Site conditions will dictate the most appropriate tank field location for an individual site.

Figure 2—Typical Plot Plan Showing Possible Tank Locations: Service Station

SECTION 6—EQUIPMENT PLACEMENT, ANCHORAGE, SECONDARY CONTAINMENT, AND BALLASTING

6.1 Placement

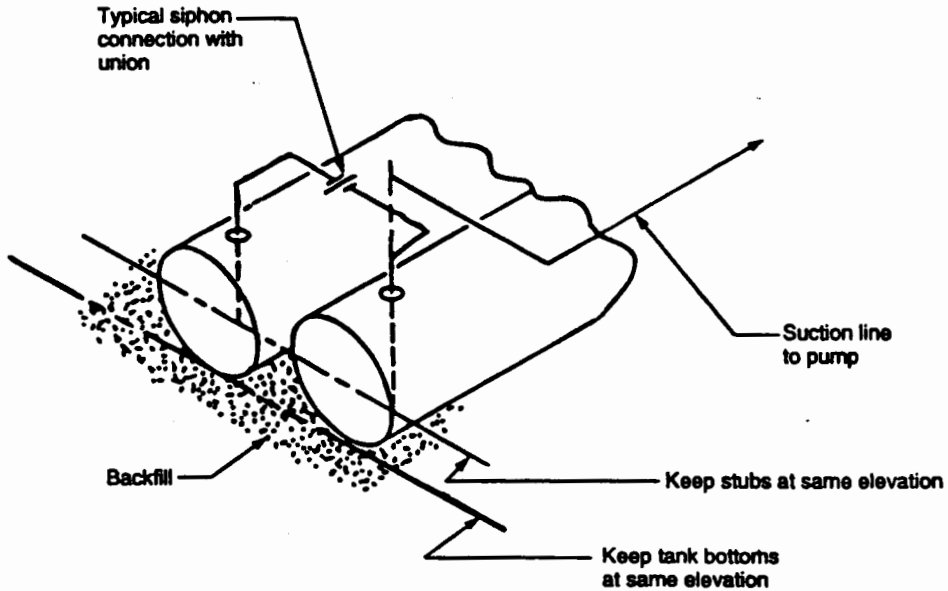
6.1.1 Steel and FRP tanks should be placed on a bed of suitable backfill (see Section 10) that has been graded, leveled, and compacted to the depth specified in 5.3.2. Prior to setting the tank, at least 12 inches of compacted backfill material should be put in place as described in 10.3.3. Twelve (12) inches of backfill, or the amount recommended by the tank manufacturer, should be installed between the hold-down pad and the tank bottom. An underground tank should never be installed directly on a hold-down pad, compacted earth, or any other hard surface. Care should be taken when the tank is lowered into the excavation to prevent tank damage. The use of handlines for manual control will facilitate this procedure.

6.1.2 Suitable backfill should be placed carefully along the bottom quadrant of the tank to prevent movement and to ensure proper tank support (see Figure 15, Section 10).

6.1.3 It is occasionally necessary to install more than one storage tank for a given product. Such tanks may be interconnected by means of a siphon connection, which permits the equalization of the product level in the connected tanks (see 9.2.4). Interconnected tanks should have the same diameter and top elevation. Interconnected tanks should have the same top elevation to avoid operational and/or regulatory problems (see Figures 3 and 4). Interconnected tanks present certain operating problems and should be used sparingly. Some jurisdictions prohibit siphoned tanks or may have other installation requirements (see 9.2.4).

6.2 Anchorage

6.2.1 An underground tank can float if it is submerged in a high water table or as a result of flooding, even if the tank is partly or completely full of product. The product weight, the tank weight, the type of tank cover (backfill and paving), and the height of water around the tank all have an effect on



Note: Other tank piping details should be as shown in Figure 13.

Figure 3—Interconnected (Siphoned) Tanks on a Typical Suction Pump System

whether a tank will float. The tank manufacturer should be consulted on all these factors.

6.2.2 All of the factors given in 6.2.1 should be considered in determining whether anchorage is required. If a high water table exists or if flooding can be expected, tanks should be anchored. The presence of these conditions should have been identified during the preinstallation site analysis (see Section 2).

6.2.3 Tanks can be secured against flotation in several ways. The following are some of the most common methods used:

- a. Placing a concrete slab under the tanks, with a 6- to 12-inch cushion of proper backfill between the bottom of the tank and the slab, and anchoring the tank to the slab.
- b. Burying concrete deadmen on either side of the tank, and anchoring the tank thereto.
- c. Burying the tank deeper than normal (not exceeding UL limit of 7 feet). This method may result in access problems for tank top hardware.

Each of the anchorage methods above requires that anchor straps be installed over the tank and secured to the anchorage (see Figure 5). When anchor straps are used, the straps shall be installed in accordance with the manufacturer's instructions since special straps, special installation requirements,

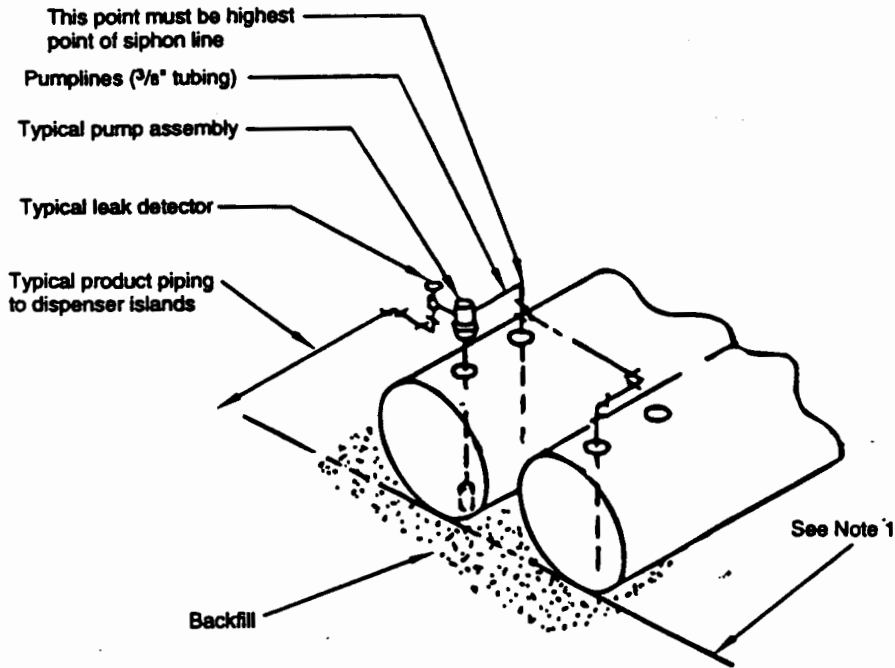
or special strap locations may be required to protect the tanks or their coatings from damage or to protect the integrity of the cathodic protection system, if applicable (see 7.4.2). It is particularly important to follow the manufacturer's instructions when anchor straps are installed over tanks, since special straps, which must be at specific locations on the tank, are required.

Tank straps should be firmly secured to anchor points with threaded turnbuckles, or in very special situations with properly installed steel cables and clamps (note that steel cables are susceptible to corrosion). Straps must be snubbed down before backfilling, and care taken to prevent damage or tank deflection from over-tightening. If used, deadmen must remain outside the *shadow* (that is, vertical plane) of the tank.

6.2.4 When it has been determined that anchorage is necessary, professional assistance should be obtained to determine which of the options described in 6.2.3 should be used and to help in designing the installation. This assistance may be available from the tank manufacturer, professional engineers, or professional tank installers.

6.3 Secondary Containment

6.3.1 If secondary containment is deemed necessary (see 2.2.2), it may include some or all of the following system components:



Notes:

1. Tank bottoms should be at the same elevation.
2. The bottoms of all siphon stubs should be at the same elevation.
3. See Figure 13 for details of other tank piping.

Figure 4—Typical Remote-Pumping Manifolded Tank Siphon System

- a. Tanks.
- b. Product pumps and piping.
- c. Dispensers.
- d. Tank fill pipes.

6.3.2 Secondary containment can be provided by the following means:

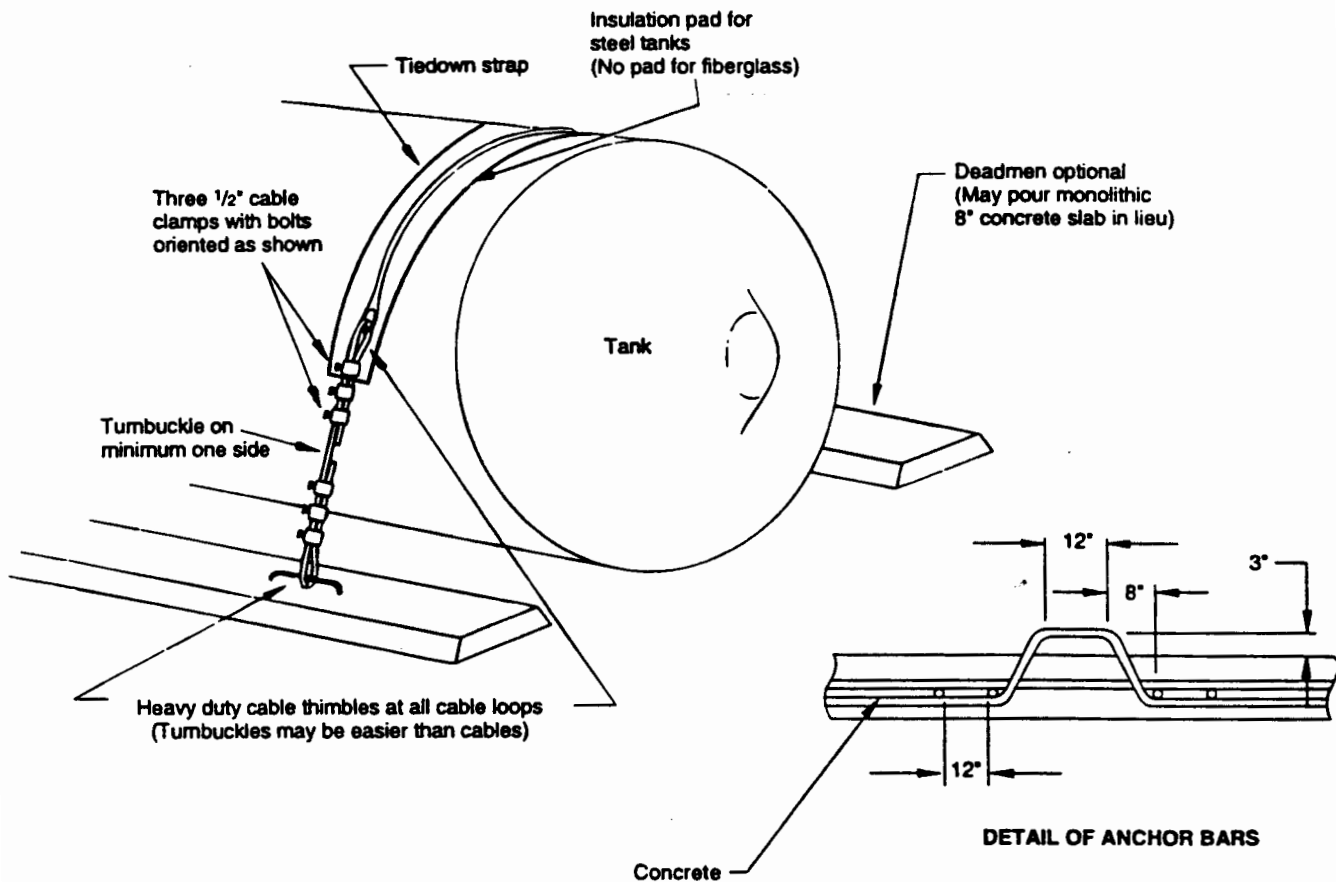
- a. Impervious liners in the tank excavation area.
- b. Impervious liners under lines (which should be drained to a sump in the tank excavation).
- c. Containment under dispensers (see Figure 6).
- d. Containment around submerged pumps (see Figure 6).
- e. Containment around fill manholes (see Figure 14, Section 9).
- f. Double-wall tanks—with a tank excavation sump or other containment device for line, dispenser, and submerged pumps containment and with a containment device or spill containment manholes around fills.
- g. Double-wall pipe (rigid or flexible)—the interstitial space should be drained to a sump or other containment device in the tank excavation that should be routinely monitored.
- h. Vaults (see 1.3.53).

6.3.3 Secondary containment for tanks can be provided by the use of double-wall tanks (see 1.3.11) or impervious liners

(see 1.3.20) for the tank excavation. The type of secondary containment used depends on the site conditions and economic factors.

6.3.4 Secondary containment for piping can be provided by the use of double-wall pipe (see 1.3.10) or impervious liners (1.3.20) for the pipe trench. Installation should be in accordance with the manufacturer's instructions. When considering these alternatives, the removal of water from lined trench systems and its proper handling should be taken into account. For additional information refer to NFPA-30A, Section 2-4.

6.3.5 Vaulting a common wall. There shall be no openings in the vault enclosure except those necessary for access to, inspection of, and filling, emptying, and venting of the tank. The walls and floor of a concrete vault shall be constructed of reinforced concrete at least 6 inches thick. The top shall be constructed of noncombustible material. The top and floor of the vault and the tank foundation shall be designed to withstand the anticipated loading including soil and hydrostatic loading. Tanks and supports shall be structurally designed for this application. Standard underground tanks are not designed for this application. The vault shall be substantially liquid tight and there shall be no back-



Notes:

1. The tank manufacturer should be consulted for recommendations for anchorage and installation.
2. This figure shows a tank installation where subsurface water may be present.
3. Anchor straps for FRP tanks are available from the tank manufacturer and are custom fitted FRP straps. Some FRP tank manufacturers recommend steel cable top of FRP straps for wet hole installations.
4. Steel tank manufacturers recommend flat steel straps with insulation material between the strap and the tank to electrically isolate the tank and protect the integrity of the cathodic protection. Steel tank manufacturers prohibit the use of steel cable or round steel bars for steel tanks.
5. Strap connection details shown are typical for any tank. Consult the specific tank manufacturer for recommendations.

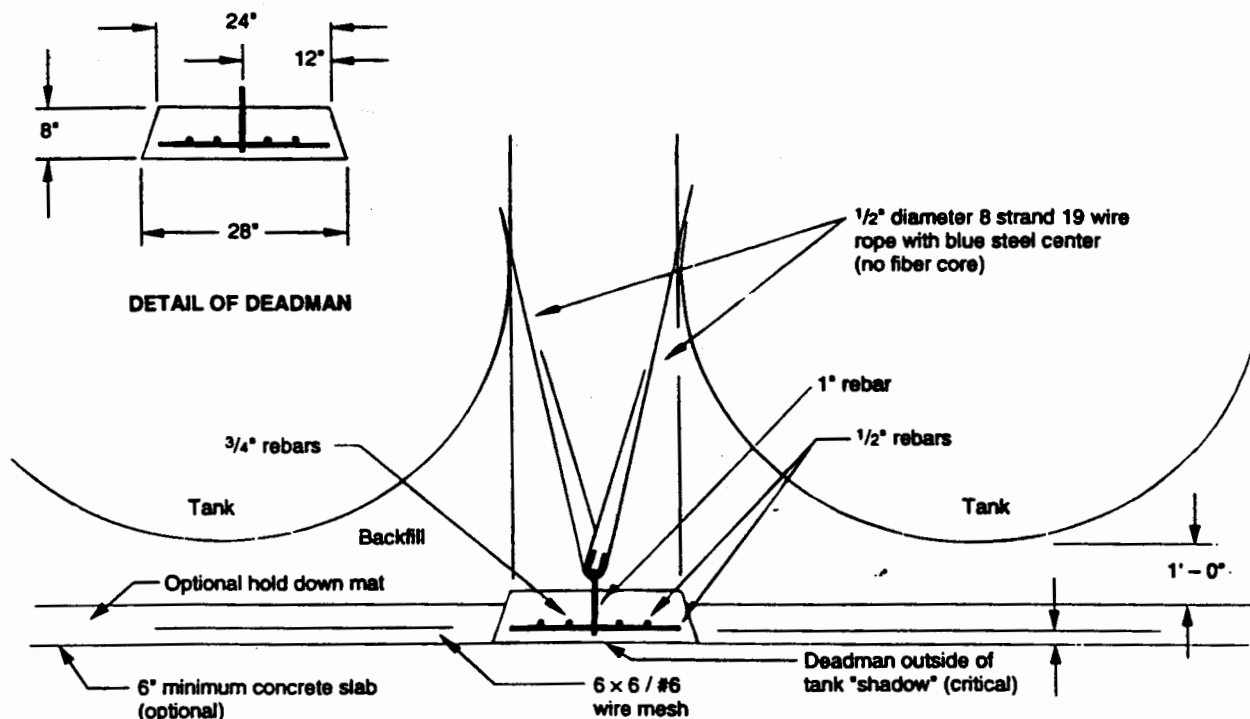
Figure 5—Typical Anchorage for Underground Tank
(continued on next page)

fill around the tank. Each vault and its tank shall be suitably anchored to withstand uplifting by groundwater or flooding.

Connections shall be provided to permit ventilation of each vault to dilute, disperse, and remove vapors prior to entering the vault. Each vault shall be equipped with a detection system capable of detecting liquid (including water) and that will activate an alarm. Means shall be provided to recover liquid from the vault. Portable pumps shall be suitable

for use in Class 1, Division 1 locations, as defined NFPA 70, Article 500.

Each vault shall be provided with a means for personnel entry. At each entry point, a warning sign indicating the need for procedures for a safe entry into confined spaces shall be posted. Each entry point shall be secure against unauthorized entry and vandalism. Each vault shall be provided with a suitable means to admit a fire suppression agent.



Notes:

1. The tank manufacturer should be consulted for recommendations for anchorage and installation.
2. This figure shows a tank installation where subsurface water may be present.
3. Anchor straps for FRP tanks are available from the tank manufacturer and are custom fitted FRP straps. Some FRP tank manufacturers recommend steel cable top of FRP straps for wet hole installations.
4. Steel tank manufacturers recommend flat steel straps with insulation material between the strap and the tank to electrically isolate the tank and protect the integrity of the cathodic protection. Steel tank manufacturers prohibit the use of steel cable or round steel bars for steel tanks.
5. Strap connection details shown are typical for any tank. Consult the specific tank manufacturer for recommendations.

Figure 5—Typical Anchorage for Underground Tank

CAUTION: Entry into tanks, vaults, containment spaces, including any submerged pump containment spaces that have confining access openings, can be extremely hazardous and should not be undertaken without the proper equipment and compliment of personnel or without the complete compliance with all relevant publications referenced in this text or other regulations. (See 1.4, especially 29 CFR 1910.146). In particular, the following precautions should be taken:

a. Personnel entering the vaults shall be equipped at all times with positive pressure air-supplied respirators with full-face enclosure. Personnel entering the tank shall wear a safety harness connected to a safety line that must be securely attached to the outside of the tank's entry opening. Under no circumstances should any personnel be inside the tank without a safety attendant immediately outside the tank opening. Consult OSHA's Respiratory Rule 29 CFR 1910.134.

b. Before entering vaults, the procedures described in API Publication 2217, API Standard 2015, ANSI Z117.1-1977, NIOSH 80-106, NFPA 77, and applicable sections of 29 CFR Part 1910 should be followed to ensure the safety of personnel.

c. All personnel working within a confined space (for example, inside a tank or vault area) should be familiar with the safety procedures in API Publication 2217 and should consult the OSHA standards in 29 CFR Part 1910.132-140 and 146 and proposed amendments in 54 *Federal Register* 33832.

6.3.6 Secondary containment may be provided for the dispenser, piping systems, and submerged pumps (see Figure 6). A small leak at an uncontained submerged pump could appear to be a tank or line leak requiring extensive, costly, and unnecessary investigation. For secondary containment to be effective and to eliminate excessive investigation, the sys-

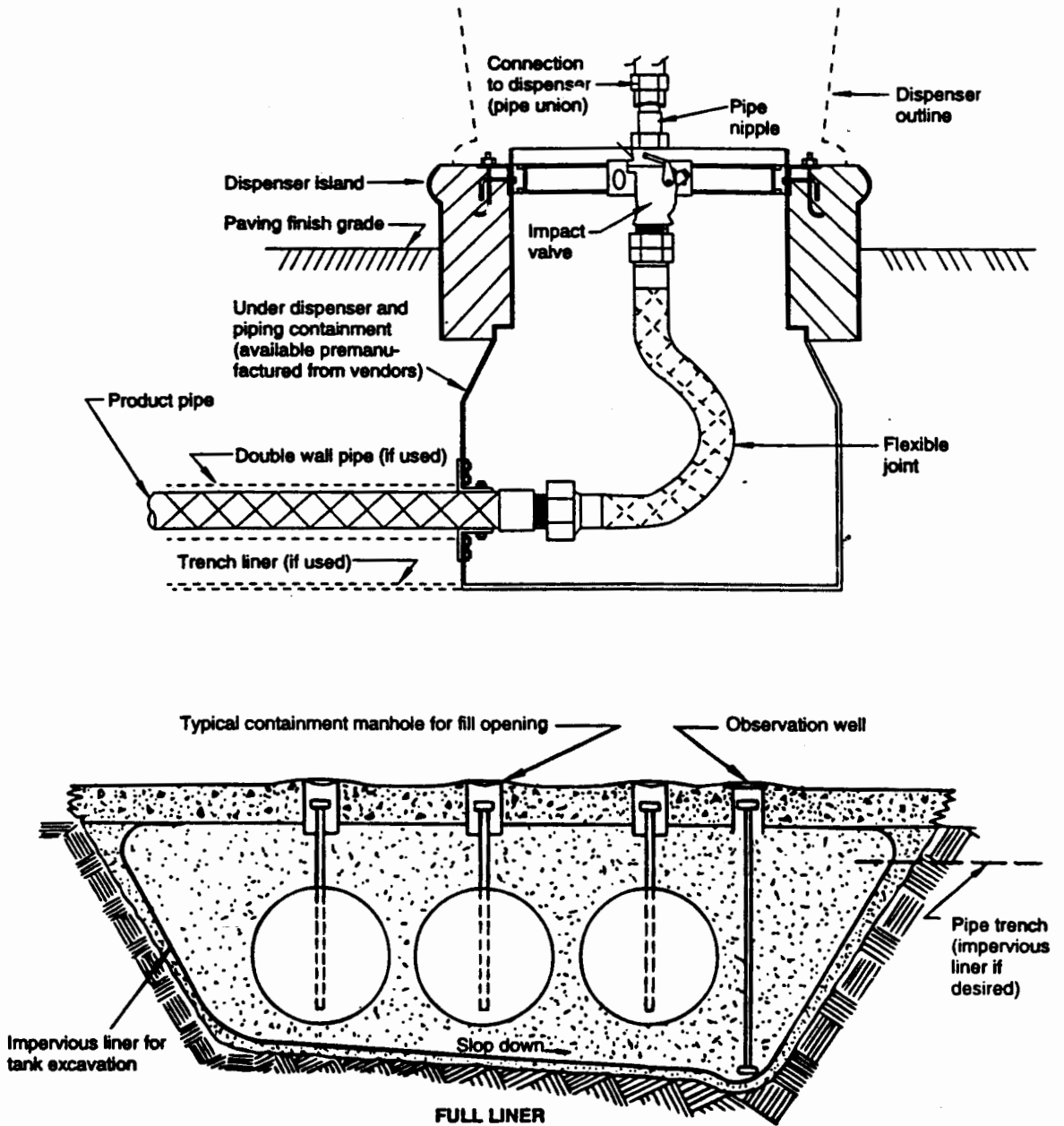


Figure 6—Typical Impervious Liners
(continued on next page)

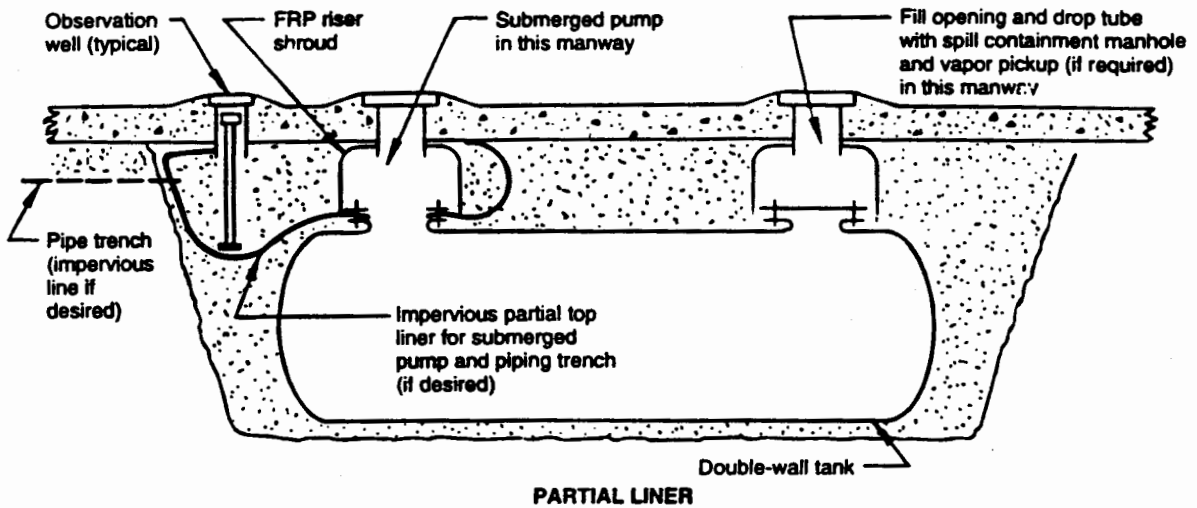


Figure 6—Typical Impervious Liners (continued)

tem design should foster easy identification of the leak source within the secondary containment area.

6.4 Ballasting

6.4.1 Underground tanks can be ballasted if necessary with product after the tanks are installed and backfill has been placed around the tank (see Section 10). It is recommended that the height of the ballast in the tank not exceed the level of backfill around the tank. However, at no time during the backfilling process should the height of the ballast in the tank exceed 1 foot above the level of backfill around the tank.

6.4.2 Water may be used as an alternative ballast, however, submersible pumps should not be installed until after the water ballast is removed (refer to the manufacturer's rec-

ommendations). If ballasting is necessary to prevent flotation of the tank (as a result of a high water table or flooding), water ballast should be the first choice. Disposal of water ballast should be according to appropriate regulations.

Note: Liquid ballast height should never exceed the level of compacted backfill or tank damage is possible (refer to the manufacturer's recommendations).

6.4.3 Regardless of ballasting, the tanks must always be vented to the atmosphere in accordance with NFPA 30. FRP tanks should never be completely capped/sealed as temperature changes may result in excessive pressures that could damage a tank.

6.4.4 When product is used as ballast, care is required in handling, controlling inventories, and safeguarding against fires, accidents, and thefts. All fill caps and pumps should be kept locked when the system is unattended.

SECTION 7—CORROSION PROTECTION

7.1 General

7.1.1 In general, the Environmental Protection Agency's underground storage tank regulations contain the following requirements for each new tank and its piping:

- a. Underground storage tank system components that routinely carry product must be cathodically protected or constructed of noncorrosive material (for example, fiberglass or steel fiberglass-reinforced-plastic composite).
- b. Cathodic protection systems must be designed, operated, and maintained in accordance with sound engineering practices and guidelines established by the authority having jurisdiction (see 7.6.2 and 7.6.3).
- c. The EPA allows for alternate methods on condition that the system is as protective of the environment as other listed systems. One such system recently approved by the EPA and several state agencies is a tank system that isolates any unprotected corrosive metallic components from contact with the soil and/or groundwater.

Note: Prior approval by the authority having jurisdiction is required.

Corrosion protection is required for all parts of an USTS that are made of metal, that are in contact with the ground, and that routinely carry product, unless a corrosion expert certifies that it is not necessary. Field-installed cathodic protection systems must be designed by a corrosion expert. Inspection and recordkeeping requirements must be met. (Refer to NACE RP 0285-95.)

7.1.2 There are two types of systems of cathodic protection: the *impressed-current system* and the *sacrificial-anode system*, which are discussed in 7.2 and 7.3, respectively. Both systems operate more efficiently with properly coated or wrapped steel tanks and piping.

7.2 Impressed-Current Protection

An impressed-current system can be designed to protect steel tanks, steel underground piping, and other steel underground equipment at the site. Impressed-current systems use alternating current supplied by the electrical distribution system at the site. The alternating current is converted to direct current by a rectifier, which is electrically connected to both the anodes and the equipment to be protected. The direct current flows from the rectifier to the anodes, through the soil to the steel equipment, and back to the rectifier. Corrosion is controlled by managing the flow and direction of the current. Changes or additions of any underground equipment may require alterations to existing impressed-current systems (see Figure 7).

7.3 Sacrificial-Anode Protection.

7.3.1 A sacrificial-anode system protects steel equipment by managing the flow of electrical currents from the equipment. Sacrificial anodes are electrically connected to the equipment to be protected. Underground electrical currents exit to the surrounding soil through an anode. The anode corrodes, which prevents the structure from corroding. The current from the anode passes through the soil to the protected equipment and then through a cable back to the anode (see Figure 7).

7.3.2 Sacrificial-anode protection can be provided by installing preengineered cathodically protected steel tanks. These tanks are delivered to the site properly coated, with sacrificial anodes attached and electrically connected to the tanks, ready for installation. Electrical isolation between tank and piping is necessary if pipes or fittings are to be protected separately from the tanks. This includes isolation of equipment from any electrical conduits. (Refer to the manufacturer's recommendations.)

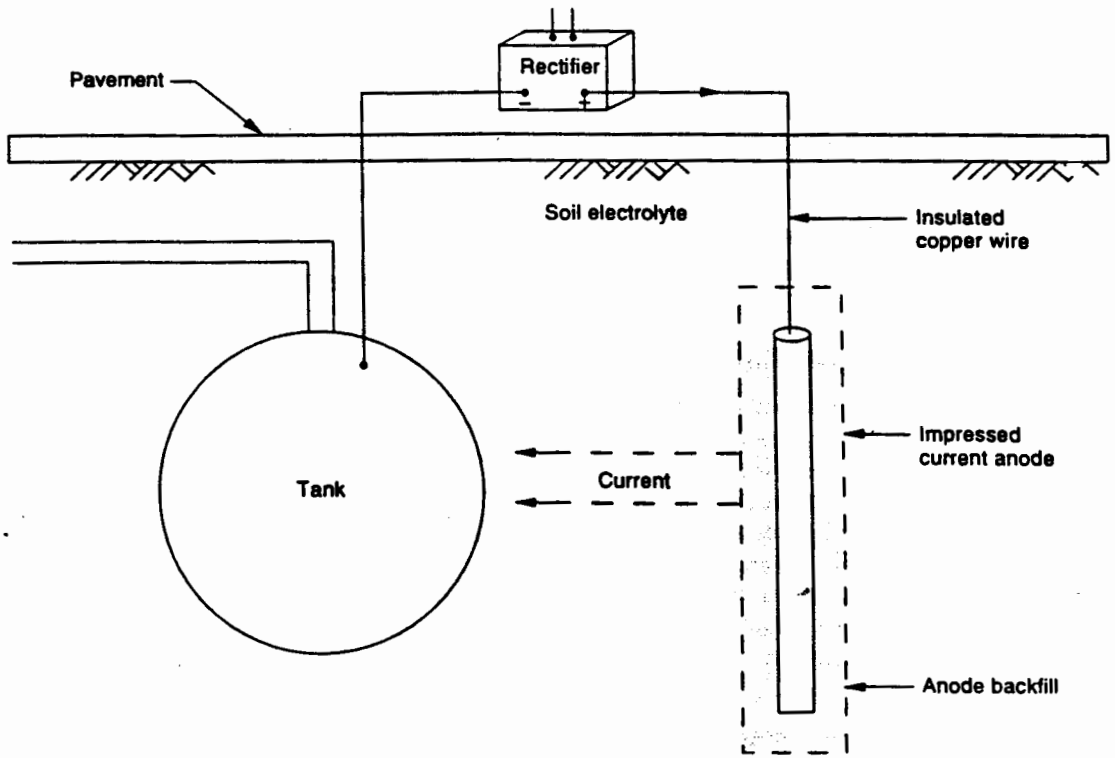
When factory-equipped systems are received, all components should be handled with care to prevent damage during installation and backfilling. At the installation site, the following actions should be taken prior to setting the tank:

- a. Inspect anodes, dielectric bushings, and coatings for shipping and handling damage.
- b. Verify the electrical continuity between the anodes and the tank.
- c. Repair damage to anode connections or coatings according to the manufacturer's instructions.
- d. Replace plastic or metal thread protectors with cast iron plugs.
- e. Remove, redope, and reinstall cast iron plugs.
- f. Do not remove dielectric bushings from unused openings.

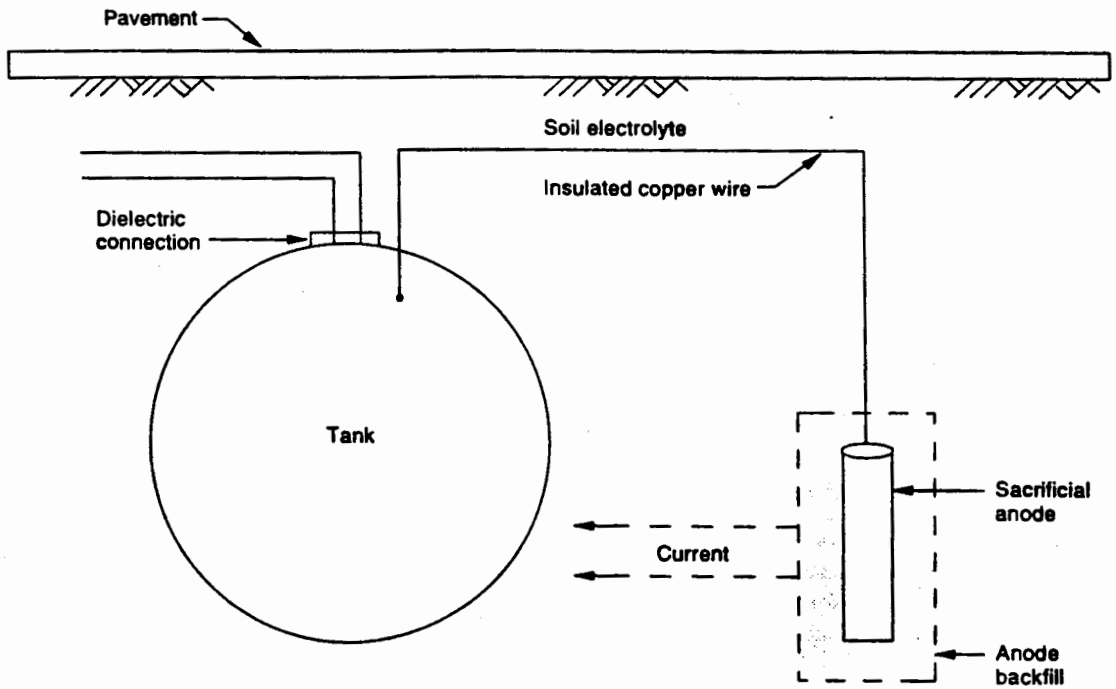
Services of a corrosion expert may be required to ensure compliance with the federal and state regulations regarding installation and reporting.

7.3.3 If steel tanks are installed without attached preengineered anodes, separate field-installed sacrificial anodes or an impressed-current system may be employed to protect the tanks and/or piping. A field-installed cathodic protection system must be designed by a corrosion expert.

7.3.4 When a sacrificial anode system is used, piping may be electrically isolated from the tank and protected separately by field-installed sacrificial anodes (see 7.3.1). It is possible and sometimes advantageous to protect tank and pipe in an electrically bonded fashion. The important isolation area is at the point on the pipe most distant from the tank.



Impressed Current Cathodic Protection



Sacrificial Anode Cathodic Protection

Figure 7—Typical Tank Cathodic Protection

7.3.5 The steel tanks and steel piping discussed in 7.3.2 through 7.3.4 must be coated or wrapped to reduce their electrical current requirements to levels that can be supplied over a long period of time by sacrificial anodes. Coal-tar enamel or asphalt coatings are not acceptable and should not be considered adequate for purposes of sacrificial anode cathodic protection. Coatings with high dielectric resistance should be used for underground storage tanks and piping. Other important properties of coatings are described in NACE RP-01-69-83.

7.4 Insulation of Exposed Surfaces

7.4.1 After all piping has been tested and found to be tight (see 10.2), all exposed threads of steel pipe should be coated with an appropriate dielectric material (see 7.3.5). This reduces the prospect of corrosion at threaded areas and premature pipe failure. Where a sacrificial-anode system has been installed, nonmetallic (for example, nylon) tank bushings may be installed in tank openings at all connection points to the tank (including pipe, gauge, and release detection equipment) to isolate said piping from separately protected tanks (see 7.3.4).

7.4.2 When tank anchorage is used, anchor straps should be installed so that they do not damage tanks or their coatings, and so that the tank is electrically isolated from the metal straps. Metallic straps for steel and composite tanks should be electrically isolated from the tank surface to ensure proper operation of the corrosion protection. Straps may be either nonmetallic or isolated from the tank by placing dielectric material between the strap and tank. Isolating material should be at least 1/8-inch thick, wider than the strap, and extend 1 foot below the widest part of the tank. Insulating materials must be nonconductive, compatible with the materials stored, and suitable for use underground. If available, use material provided by the manufacturer. (See 6.2.3 and Figure 5.)

WARNING: Roofing felt and expansion joint material may conduct electricity and are not acceptable as insulating material.

7.5 Electrical Connections

To ensure electrical continuity between all components of a cathodic protection system, all electrical connections in the system must be secure. For new installations where product is not present, and where safety considerations permit, these

connections should be powder-weld connections. If necessary, pressure-type grounding clamps or other clamps designed for this purpose can be used. Electrical work must conform to federal, state, and local codes.

CAUTION: If tanks or lines contain or have contained flammable or combustible liquids, powder welds should not be used.

7.6 Testing

7.6.1 Before installation, all equipment should be inspected to ensure that it is undamaged, that electrical continuity has been maintained, and that the equipment is operating properly. After installation but before the system is placed in operation, all equipment should again be inspected and tested by a qualified cathodic protection tester.

7.6.2 Impressed-current systems must be inspected every 60 days to ensure proper operation. Annual surveys of structure potentials (see 1.3.43 and 1.3.44), conducted under the supervision of a qualified person, are necessary to ensure continued satisfactory operation. The results of the annual surveys should be kept with the permanent cathodic protection records for the location.

Test stations provide a convenient way to measure the effectiveness of the cathodic protection. Provisions should be made for the following measurements: tank-to-soil potential, pipe-to-soil potential, and, initially, (if applicable) tank-to-piping isolation. In addition, the anode current output measurement provides information as to the protection being provided and the projected life of the anode. Color code and clearly mark all lead wires and terminals. Record the coding key on *as-built* drawings and on the permanent cathodic protection records for the site.

7.6.3 Sacrificial-anode systems should be checked for proper operation by a qualified person 6-12 weeks after installation and again 1 year later. If these tests confirm proper operation, subsequent inspection intervals can be extended to 3 years. However, if underground work is performed at a protected site, the sacrificial-anode system should be reinspected 6-12 weeks after the work is completed and again 1 year later before the 3-year inspection intervals are considered. The inspection procedures used and the data obtained should be clearly recorded and kept with the permanent cathodic protection records for the location. Refer to state and local codes that may have more stringent requirements.

SECTION 8—DETECTION OF RELEASES

8.1 General

8.1.1 The EPA underground storage tank regulations, require leak detection for UST systems. The overall regulatory policy is to put into place systems that will detect any petroleum product release from underground storage tanks or piping before the release causes significant damage. In general, the goal is to detect any release within 30 days. As is true for all other API UST rules, a state may impose even more stringent regulations.

8.1.2 Before an UST system is installed, the owner must decide what release detection method will be used. Any equipment necessary for the method chosen must be included in the design of the facility and must be properly installed. The following leak detection alternatives are allowed by federal regulations, subject to various restrictions, for newly installed UST systems (state and local areas may have more stringent requirements):

- a. Tank tightness testing plus inventory control for tanks.
- b. Manual tank gauging for small tanks.
- c. Automatic tank gauging systems plus inventory control for tanks.
- d. Secondary containment with interstitial monitoring for lines and/or tanks.
- e. Vapor monitoring for lines and/or tanks.
- f. Groundwater monitoring for lines and/or tanks.
- g. Line leak detectors plus annual line tightness tests for lines.
- h. Line leak detectors plus interstitial monitoring, vapor monitoring, groundwater monitoring or an acceptable equivalent method for lines.
- i. Any other method approved by the authority having jurisdiction after a demonstration by the owner or operator that the method is as effective as the methods allowed under the regulations, such as statistical inventory reconciliation (SIR).

For more detailed information on leak detection, refer to the EPA reports listed in 1.4. Refer to API Recommended Practice 1621 for information and procedures for inventory control and manual tank gauging.

8.1.3 An independent, third-party verification that release detection equipment or test methods meet EPA standards must be in writing by the equipment manufacturer or installer. The owner should obtain a copy of this documentation to ensure compliance with EPA regulations. This documentation must be kept on file to satisfy EPA's record-keeping requirement.

8.2 Tank Tightness Testing

8.2.1 Under current Federal requirements, tank tightness testing (TTT) must be capable of detecting a 0.1 gallon per

hour leak rate from any portion of the tank that routinely contains product, with at least 95 percent probability of detection and no more than 5 percent probability of false alarm while accounting for the effects of thermal volume changes of the product, vapor pockets, tank deformation, and the water table. State or local codes may be more demanding.

8.2.2 There are various methods of performing tank tightness testing, two of which are given below:

- a. Volumetric testing—measuring changes in the product level over time,
- b. Nonvolumetric testing—which may include:
 1. Applying a vacuum and measuring a loss over a period of time.
 2. Adding a tracer to the tank and measuring for the tracer gas in the surrounding soil.
 3. Mass technology.
 4. Acoustic technology.

Considerations for choosing a tank tightness test system should include costs, site conditions, and evidence of third-party certification of the system. For more information refer to EPA reports identified in 1.4.

8.2.3 If TTT is used as a method of release detection, it must be combined with inventory control (see API Recommended Practice 1621) and the tightness test must be conducted at least every 5 years.

8.2.4 TTT plus inventory control ceases to be an allowable method of release detection on December 22, 1998 or 10 years after the tank is installed, whichever is later.

8.3 Automatic Tank Gauging Systems

Automatic tank gauging (ATG) systems include both mechanical (float) and electronic (sensor) gauging devices, as described in 8.3.1 and 8.3.2, respectively. ATG systems may be capable of providing acceptable leak detection as well as inventory information. When chosen, ATG systems must be installed, operated, and maintained in accordance with the manufacturer's instructions.

8.3.1 Mechanical gauging equipment is float operated. When mechanical gauging equipment is used, water bottoms in tanks may have to be measured manually with a gauge stick and water finding paste. (See API Recommended Practice 1621 for proper gauging procedure.)

8.3.2 Some automatic gauging equipment can provide precise tank level measurements. The information can be provided on remote displays and printouts and can include time and date, product temperature, water level, product level, water volume, product volume, tank leak testing results, and

other data. The use of electronic gauging equipment requires the installation of probes and sensors in the underground tanks with electrical connections to a remote display location.

8.3.3 Many automatic tank gauging systems have a leak testing mode that performs the equivalent of a tank tightness test. To provide acceptable results, the system must be capable of detecting, with at least a 95 percent probability of detection and no more than 5 percent probability of false alarm, a 0.2 gallon per hour leak rate for monthly monitoring or 0.1 gallon per hour leak rate for annual (precision) monitoring. A test normally takes at least two hours (but may take up to eight hours); however, this time will vary depending on the type of equipment used and other physical variables (that is, temperature). In addition, a minimum level of product must be present in order to perform the test (refer to the manufacturer's procedures). The test date, time, and gauging data should be retained as a permanent record of the site's monthly monitoring.

Note: Several currently available ATG systems (for example: Veeder-Root, Red Jacket, and so forth) would minimize downtime during testing.

8.4 Secondary Containment

8.4.1 IMPERVIOUS LINERS WITH OBSERVATION WELLS

8.4.1.1 When a secondary containment system is used, it must be designed, constructed, and installed to contain product inadvertently released from the tank system until it is detected and removed. The system should be designed to prevent the release of petroleum to the environment at any time during the operational life of the UST system. The containment area should be designed and constructed to prevent the intrusion of surface drainage and groundwater.

8.4.1.2 Installation of an impervious liner in the excavation beneath the tank and/or piping (see Figure 6) is a form of a secondary containment system that can be used in combination with a single wall tank and/or piping system.

8.4.1.3 Observation wells are necessary to monitor the secondary containment area (for example, within the lined excavation).

8.4.1.4 When an impervious liner is used to provide secondary containment for a tank, only one observation well is normally required. This well should extend to within 6 inches of the bottom of a sump installed at the lowest point of the containment system. This low point should be a minimum of 12 inches and a maximum of 2 feet below the bottom of the tank. If an impervious liner is used to provide secondary containment for underground lines and submerged pumps, there are two options for monitoring: (a) the pipe liner can be designed to direct a potential release into the lined tank excavation area, or (b) the pipe liner can termi-

nate at a containment sump that is monitored separately (see Figure 6).

8.4.1.5 Observation wells and containment sumps can be equipped with electronic product-monitoring devices. Sensors may be required in each well and must be electrically connected to the remote readout point. Sensors are available that detect both vapors and liquids. When vapor sensors are used, care should be taken to avoid false alarms resulting from extraneous vapor sources. Some types of vapor detectors are damaged by submersion in water.

8.4.1.6 Manual monitoring requires checking the wells and or sumps monthly for evidence of a release and observing the sample for evidence of water. In addition water accumulation should be removed on an intermittent basis (refer to the manufacturer's recommendations). Manual monitoring techniques include using (a) a gauge stick in conjunction with hydrocarbons and water sensitive pastes; (b) a bailer; or (c) a hand-held electronic sensing device.

8.4.2 OBSERVATION WELLS AS A SUPPLEMENT TO A LEAK DETECTION SYSTEM

As an option, observation wells may be installed in an unlined excavation. This would provide an alternate method of leak detection in the event that the main system is inoperable for a period of time.

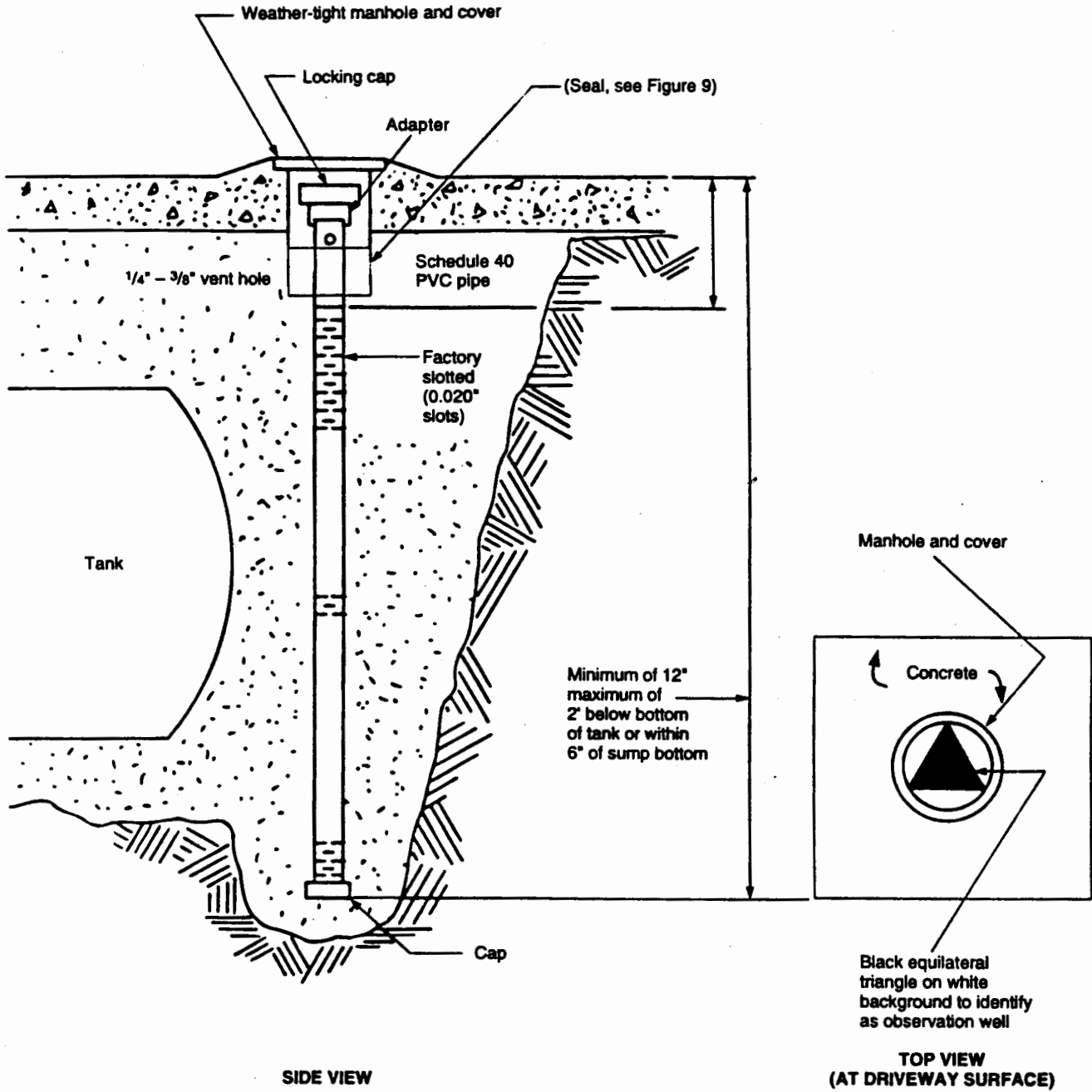
8.4.2.1 When only one tank is to be installed, an observation well should be installed near each end of the tank, inside the tank excavation. When two, three, or four tanks are to be installed in a single excavation, observation wells should be installed at two diagonal corners inside the excavation. When more than four tanks are to be installed in a single excavation, a site-specific hydrogeologic analysis should be performed to determine the correct number and location of the observation wells.

8.4.3 DOUBLE-WALL TANKS

The interstitial space between the outer wall and the inner tank of double-wall tanks can be monitored for product releases either manually or with an automated device. In general, these tanks are designed to contain a product release in this cavity. Monitoring of the double-wall tank interstice may be accomplished by the following methods:

- a. Manual sampling/observation.
- b. Automatic electronic monitoring (vapor or liquid detectors).
- c. Monitoring the level of an interstitial liquid.
- d. Monitoring a pressure/or vacuum.

All interstitial monitoring systems require proper installation, testing, and calibration.



Note: PVC = polyvinyl chloride

Figure 8—Typical Observation Well

8.4.3.1 The design of the leak detection system must incorporate provisions for the monitoring of the interstitial space. To accomplish this, double-wall tanks may be equipped with an exterior tube extending to the bottom of the interstitial space or an opening at the top of the tank that accesses the interstitial space. Vapor and/or liquid monitoring probes are specially designed to fit in the interstitial space. If a double-wall piping system is used, it should be sloped to a monitoring area (for example, containment sump) at any low point in the piping, or preferably where the piping terminates to the submersible pump or suction line connection at the tank. Provisions should be made to monitor the containment sump(s).

8.4.3.2 In some systems, a liquid is introduced into the interstice, and the level of this liquid is monitored either manually or electronically. Any excessive changes of this liquid level in the interstice may indicate a leak in either the inner tank or outer shell.

8.4.3.3 Some systems are designed to monitor a continuous pressure or vacuum placed on the interstice. A loss of the pressure or vacuum would indicate a potential release.

8.4.4 SECURING OBSERVATION WELLS AND MONITORING WELLS

Observation wells should be identified, sealed, and secured to prevent the accidental or deliberate introduction of product, surface water, or other materials. The identifying symbol should be a black equilateral triangle on a white background (see Figure 8). One or more of the following actions should be taken to identify new and existing observation wells:

- a. Painting a black equilateral triangle on a white background on the cover and/or cap of the well.
- b. Permanently affixing, to the cover and/or cap of the well, a decal or tag that shows a black equilateral triangle on a white circular background.
- c. Attaching to or casting into the cover and/or cap of the well a raised black equilateral triangular plate on a white circular background.
- d. Installing a triangular well manhole and cover. The cover should be painted black with its rim or edge painted white.

8.4.4.1 At least one fixed internal component of the well manhole (for example, the cap lock, cap, well casing, or internal manhole surface) should have affixed to it a label (preferably metal or plastic) with the following warning (or a similar one) permanently printed, embossed, or engraved on it:

OBSERVATION WELL

WARNING: Do not place gasoline, petroleum products, or other substances in this well. Violators may be subject to civil or criminal penalties.

8.4.4.2 Observation wells should be secured against inadvertent entry or vandalism by taking one or more of the following actions:

- a. Installing a locking cap on the well casing and/or manhole.
- b. Installing a limited-access manhole (see 1.3.23).
- c. Installing a device that renders the well casing incompatible with product fill hoses and nozzles that are likely to be used at the facility.

The keys, tools, or codes used to access these security devices should be different from those used to access product fill pipes at the same facility.

8.5 Vapor Monitoring

Vapor monitoring wells are used to monitor the vapor space in the tank excavation area. Vapor monitoring wells will not be effective in areas where there is a high or fluctuating water table or in areas where background hydrocarbons from a previous release are present.

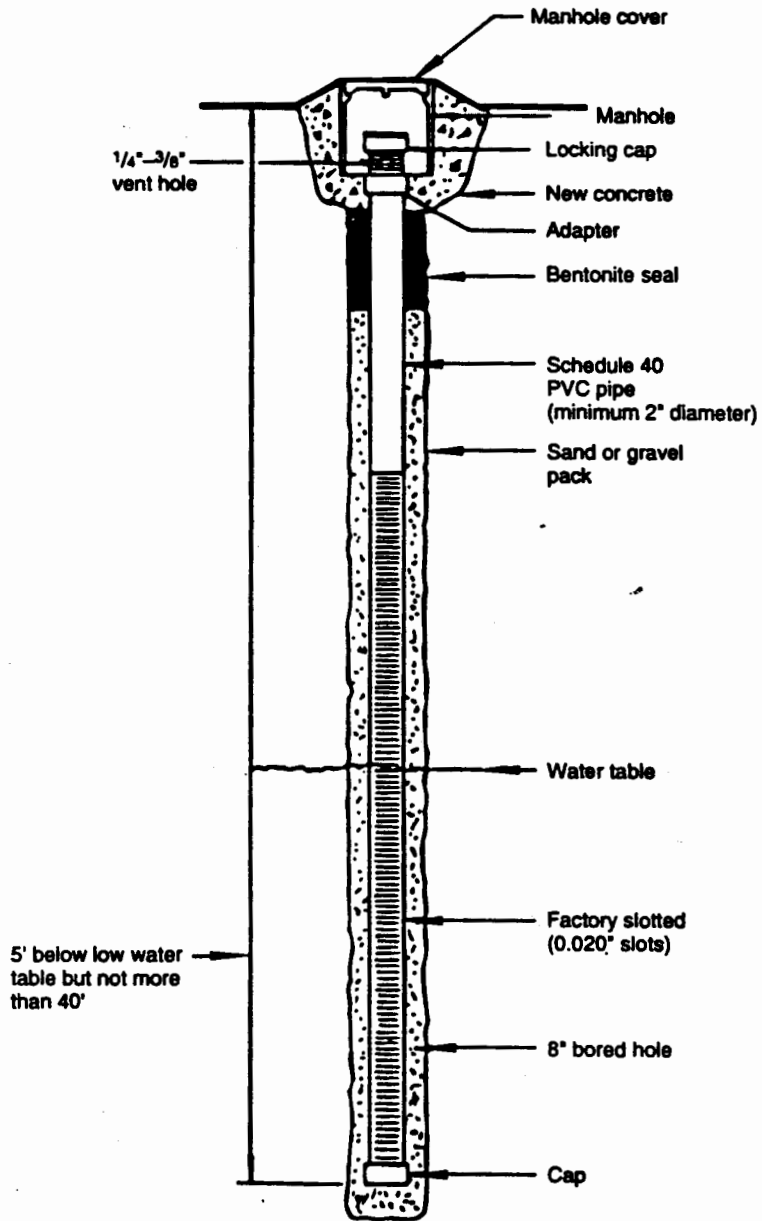
8.5.1 Prior to design and installation, the site must be assessed by a qualified person to establish whether vapor monitoring can be reliably utilized. This expert should also determine the number and location of vapor monitoring wells needed to detect releases from the tank and/or piping.

8.5.2 Hydrocarbon seepage into the tank backfill zone can be detected through vapor sensing wells. The backfill material in the tank excavation must consist of porous material that will permit rapid diffusion of vapors. Crushed stone or pea gravel is ideal for vapor monitoring.

The useful life of the well is dependent on sound design. The manufacturer, or a qualified person, should be consulted on proper design (see Figure 9) that may include the following considerations:

- a. The material in which the well is installed (for example, pea gravel, crushed stone).
- b. The sand or gravel pack to prevent fines/silt from entering the well.
- c. The design/installation of a surface *seal* to prevent surface contamination from entering the well.
- d. The size of the slots/perforations in the well pipe.
- e. Any local/state permits or regulatory requirements.

8.5.3 The detection devices should be looking for *new* contamination that may indicate a leak. Existing background vapor levels in the excavation zone must not be allowed to interfere with the proper operation of the detection device. Currently, existing background (which is never static) is the predominate source of false alarms. The design and installation of the well can help to prevent potential surface contamination from entering (see Figure 9).



Note: PVC = polyvinyl chloride with threaded joints, no glued joints.

Figure 9—Typical Monitoring Well

8.5.4 The effectiveness of the vapor detection equipment must not be reduced by water vapor, liquid water, low oxygen levels, or other interferences that could hinder or prevent detection of a release. (Refer to the manufacturer's recommendations.)

8.5.5 Vapor monitoring wells should be clearly marked and secured to avoid unauthorized access and tampering (see 8.3.4).

8.6 Groundwater Monitoring

8.6.1 Groundwater monitoring wells are used to monitor the water table in the area of an USTS. They may be used to meet the EPA UST requirements when the groundwater is never more than 20 feet from ground surface and the hydraulic conductivity of the soil is at least 0.01 cm/sec (for example, coarse sand or other permeable material). Prior to installation and design, the site must be assessed by a qualified person to identify the presence of any existing contamination. In addition, the soil must be analyzed, and the number and location of groundwater wells necessary to ensure the detection of a potential release from any portion of the tank and/or piping to be monitored must be determined. The monitoring wells should be installed so that the bottom of the well is at least 5 feet below the lowest anticipated water table. The well casings should be at least 2 inches in diameter with maximum 0.020-inch slots (see Figure 9). Monitoring wells must be monitored on a monthly or continuous basis by using electronic or manual devices, as described in 8.3.1.5 and 8.3.1.6, respectively. The placement of monitoring wells should intercept the excavation zone or be located as close to it as technically feasible.

8.6.2 Monitoring wells detect the presence of petroleum products on the groundwater surface. However, for the monitoring wells to detect the presence of petroleum products on the groundwater surface, the petroleum in storage must be a product that does not readily mix or blend with water and that has a specific gravity low enough (below one) to float on the surface.

8.6.3 Considerations for the design of groundwater monitoring systems include the following:

- a. The soil between the tanks and the monitoring wells must be permeable (hydraulic conductivity over 0.01 cm/sec), such as gravels, coarse to medium sands, and coarse silts.
- b. The slotted portion of the well casing and the gravel pack around the well must be designed to prevent the migration of natural soil fines into a coarse backfill (for example, pea gravel) or into a well. The slots must extend higher than the highest expected groundwater level.
- c. The monitoring wells shall be sealed from the top of the filter pack. This is normally 12 to 24 inches below the fin-

ished grade (see Figures 8 and 9). Check state and/or local codes for possible requirements.

d. The monitoring devices (continuous or manual) must be able to detect a minimum of 1/8 inch of free product on the groundwater surface. At this time, there are no known devices to detect hydrocarbon solubles in the groundwater.

8.6.4 Groundwater monitoring wells should be clearly marked and secured to avoid unauthorized access and tampering (see 8.3.4).

8.7 Line Leak Detectors

8.7.1 There are a variety of line leak detectors available for underground pressurized lines. Methods that alert the operator to the presence of a leak by restricting or shutting off the flow of product or activating an audible or visual alarm may be used to meet federal code requirements for monthly leak monitoring if they have third-party certification that they are capable of detecting piping leaks of 3 gallons per hour at 10 pounds per square inch line pressure within one hour, with a 95 percent probability of detection and a 5 percent probability of false alarm. Federal codes further require that any device used to detect possible leaks must be inspected at least annually to ensure proper operation. Additionally, an annual test of the operation of the leak detector should be carried out in accordance with the manufacturer's recommendations.

The above requirements are the minimum performance criteria set by federal codes that line leak detectors must satisfy to be certified by an independent testing laboratory for use in monthly monitoring. Federal performance criteria for field testing installed devices are much less stringent. Local codes for field testing requirements may be more stringent.

8.7.2 A commonly used type of mechanical leak detector utilizes a pressure-sensing valve, which is usually installed at the discharge end of a submerged pump. This device senses pressure changes (and compensates for temperature changes) in the line and severely reduces flow when tripped.

Note: Different fuels have different physical properties and should be considered when selecting specific equipment for line leak detection. Also, electronic line leak detectors are available that respond quickly to a small pressure drop, activating an alarm or shutting off power to a submerged pump, thereby terminating both product flow and any line leak.

8.7.3 To satisfy the EPA UST rules, the annual piping tests must be capable of detecting a 0.1 gallon per hour leak at one and one-half times the operating pressure (or proportional equivalent) with a minimum of 95 percent probability of detection and maximum of 5 percent probability of false alarm. Some electronic line leak detectors are capable of satisfying both monthly monitoring and precision test performance criteria.

8.7.4 Nonpressurized suction piping should be precision tested for tightness every three years unless an applicable

method of monthly monitoring is used. No release detection is required if all three of the following conditions are satisfied: (a) the system operates below atmospheric pressure; (b) the piping is sloped downward to the tank; and (c) only one check valve is located in the line directly below and is as close as practical to the island pump, (d) an alternative method is provided that allows compliance with paragraphs (b) and (c) above. No release detection is required because pump hesitation should further indicate a nontight system. In addition, whereas a pressure system tends to push product through any opening, a suction system tends instead to suck in air or water if an opening exists.

8.8 The EPA UST regulations allow alternative methods of leak detection that meet certain parameters or that can be demonstrated to be as effective (see 8.1.2, Item i). One such method that has been approved, in most states, is statistical inventory reconciliation (SIR) (see 1.3.41). SIR is a procedure based on the statistical analysis of a series of daily inventory records taken by the tank owner/operator. The statistical analysis must be performed by a company that has received approval by the authority having jurisdiction to offer SIR services.

SECTION 9—PIPING

9.1 General

Many of the most severe product releases, especially in pressurized pumping systems, have occurred because of improperly installed piping and pipe joints or because of damage to piping during construction or remodeling work. This applies to both FRP and steel pipe. The authority having jurisdiction should be consulted regarding permits and regulations for installation, testing, and operation of piping systems.

There are several kinds of piping systems available for petroleum service. This recommended practice covers the following systems:

- a. Fiberglass-reinforced plastic (FRP).
- b. Coated steel, cathodically protected.
- c. Flexible piping.

9.2 Layout and Design

9.2.1 A carefully planned, clearly detailed layout should be prepared for each installation. If the layout is properly planned, the pipe run length will be minimized, operation will be more efficient, and maintenance will be easier. Piping should be installed in a single trench between the tank area and the island area. Vent lines between the tank area and the building or other structure to which the aboveground segments of the vent lines are attached should also be installed in a single trench. Piping across tanks should be minimized, and the pipe trenches should run in straight lines with 45 or 90 degree bends. If the location of pipe runs is changed from that shown on the installation drawings, the actual location should be noted on as-built drawings. Photographs of the underground installation, prior to backfilling, may be taken and retained as a part of the permanent records for that location.

9.2.2 Underground piping from tanks to dispensers should be sized to accommodate dispensing requirements. In deter-

mining size, consideration must be given to the length of runs, flow rates, the number and size of pumps, and the number of dispensers to be served. Refer to submersible pump and piping manufacturer's recommendations for guidance.

9.2.3 Underground product lines and vapor return lines (if required) should have a uniform slope of not less than $1/8$ inch per foot down towards the tank. Product lines (FRP and steel) should be a minimum of 18 inches from top of pipe to grade in unpaved areas and a minimum of 12 inches for steel pipe (14 inches for FRP) in paved areas (see 10.3.1). The pipe manufacturer's instructions should be followed. Traps or sags should be avoided in all piping.

9.2.4 It is occasionally necessary to install more than one storage tank for a given product. Such tanks may be interconnected by means of a siphon connection. Care must be taken to ensure that all joints in the siphon manifold are tight. Although not recommended, if it is necessary to connect tanks of different diameters at a new installation by means of siphons, both the tops of the tanks and the ends of the suction stub piping in each tank should be at the same elevation. Remote pumps are available with a siphoning attachment that can be connected to a siphon manifold. This permits one pump to draw the contents from two or more interconnected tanks (see Figure 4). The pump manufacturer's installation instructions should be followed. Siphon piping should be of the same diameter or smaller than the lines to the dispensers. Siphon piping need not have secondary containment since it will drain back into the tanks if any piping leak occurs. Some jurisdictions prohibit siphoned tanks or may have other installation requirements.

Note: Siphons may create problems when testing tanks for tightness.

9.2.5 The vent piping for all tanks should be adequately sized. This is necessary to prevent excessive pressure build up while the tank is being filled and to prevent vapor or liquid from blowing back at the fill opening when the unload-

ing hose is disconnected. The maximum fill rate can be limited by the diameter of the vent line. Vents that are 2 inches in diameter (for up to 150 feet in length) should be adequate for flow rates incurred using 4-inch delivery equipment (see NFPA 30).

9.2.6 Vent piping should be at least 18 inches below grade in unpaved areas and a minimum of 12 inches in paved areas and should slope uniformly down toward the tank. The piping should slope no less than $\frac{1}{8}$ inch per foot, and the piping should be laid to avoid sags or traps in the line, in which liquid could collect.

9.2.7 Aboveground vent piping should be Schedule 40 galvanized steel and should be located, or protected and anchored, to prevent damage from traffic and other sources. FRP and flexible piping should not be used aboveground. Vents should be installed with a vertical support or can be attached to a building (see Figure 10). Vent outlets should be located to prevent flammable vapors from entering confined areas or building air-conditioning and/or ventilation intakes, or from reaching potential ignition sources. Vent outlets must discharge upward, and the discharge point must be no less than 12 feet above the adjacent ground or, if the vent is attached to a building, no less than 3 feet above the roof at the point of attachment and at least 5 feet from any building opening. Where required by local ordinances or special conditions, rain shields or other special devices may be required.

9.3 Steel Piping

9.3.1 Underground steel piping should be Schedule 40 galvanized steel and cathodically protected (see API Recommended Practice 1632). As a minimum, couplings and fittings should be 150-pound malleable iron. A thread sealant certified for petroleum service should be used for all fittings. Sealants certified for methanol and other fuels (for example, ethanol and MTBE blends) should be used when these substances are to be placed in the UST system.

9.4 Fiberglass-Reinforced Plastic Piping

9.4.1 Any FRP pipe used in an underground petroleum installation should be listed for the products to be stored, including alcohols, and alcohol/gasoline mixtures.

CAUTION: When FRP pipe is used, it is extremely important that it be installed in exact accordance with the manufacturer's instructions.

9.4.2 Pipe joints must be straight, not cocked, and must be fully seated, not backed out. The joint adhesive used must conform to the manufacturer's recommendations for underground petroleum service and must not be cured at temperatures below the recommended minimums. If the temperature is below the recommended minimum, the man-

ufacturer's instructions should be followed for procedures for providing heat to the joint to ensure a complete cure. Such procedures may include heating collars or chemical heat packs. While different makes of FRP pipe may exist on a given site, different makes should never be mixed on the same product system as they have different joint configurations and utilize different adhesives.

CAUTION: If hydrocarbons are present in the area, caution should be exercised in the use of electric heat collars for curing joints.

9.5 Flexible Connections

9.5.1 General

Breakage of underground FRP and steel piping and vent lines, as well as loosening of steel pipe fittings, can be minimized by the proper use of flexible joints (see 1.3.15). Flexible joints should be installed in both FRP and steel lines at points wherever differential movement may create a problem, including where piping connects with the underground tanks and where the piping ends at the pump islands and vent risers (see Figures 10, 11, 12, and 13). See also 9.4.1.

9.5.2 STEEL PIPING

In steel piping, flexible joints can be either swing joints or manufactured flexible connectors. A *swing joint* is made up of *ells* and *close nipples*. A single swing joint consists of one ell, one close nipple, and another ell. Changes of direction, as described in 9.5.1, shall be made up of *double swing joints* (two single swing joints in different planes) or in lieu of double swing joints, commercially manufactured flexible connectors as described in 9.5.4 may be used (see Figure 11).

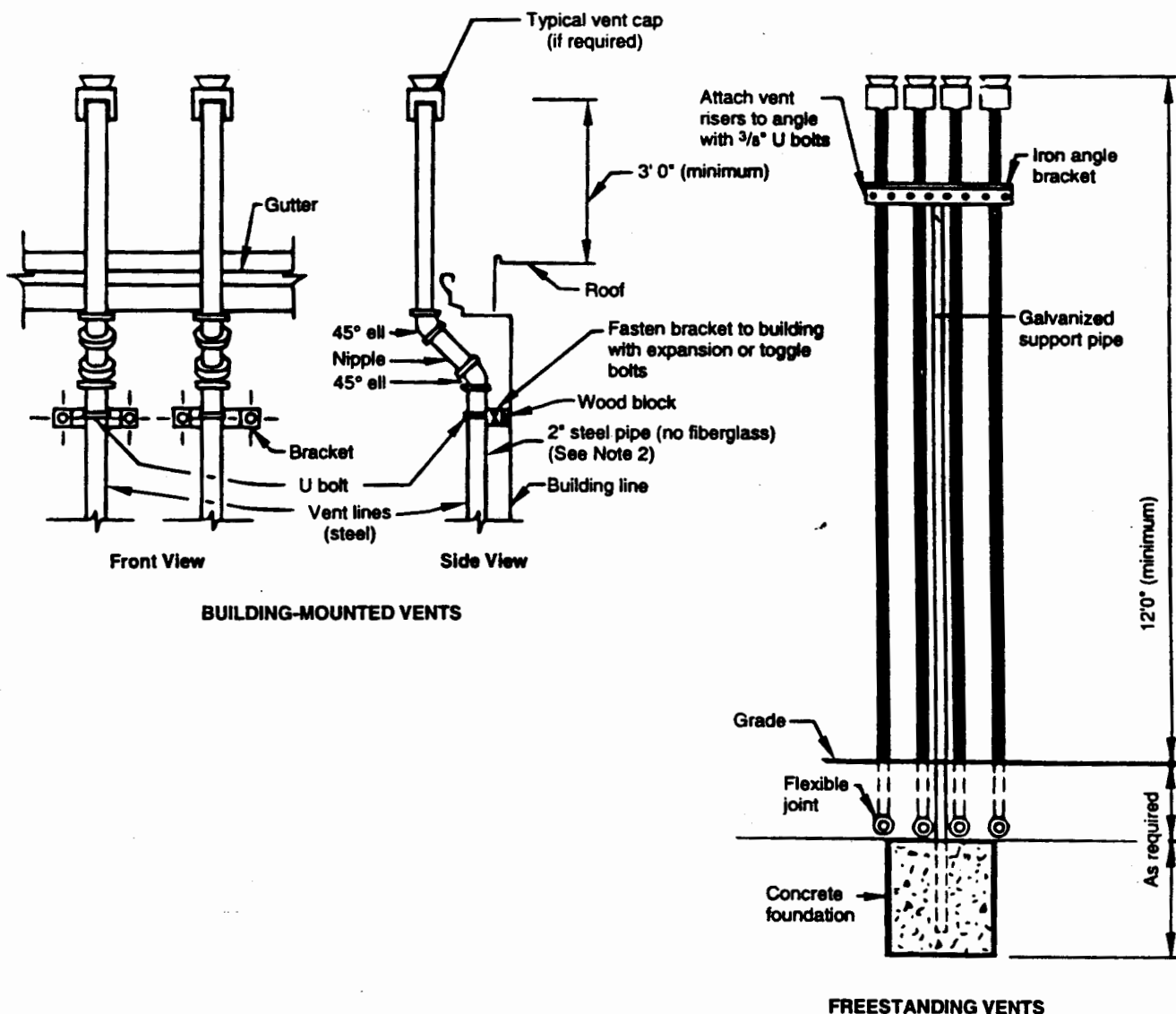
Note: Swing joints cannot be buried unless they are cathodically protected or isolated from the soil.

9.5.3 FIBERGLASS-REINFORCED PLASTIC PIPING

Fiberglass-reinforced plastic (FRP) piping, which is inherently flexible, can be used to create its own flexible connection if at least 4 feet of straight run (for up to 2-inch diameter piping) is provided where piping connects at the underground tanks and where piping ends at the dispenser islands and vent risers (see Figure 11). Normal FRP fittings may be used at other routine directional changes in pipe runs. Commercially available flexible connectors that are certified for petroleum service, as described in 9.5.4, may be used under dispensers, suction pumps, submerged pumps and tanks, and where vents go aboveground, in lieu of the minimum length straight run mentioned above. (See Figure 11.)

9.5.4 FLEXIBLE CONNECTORS

Commercially manufactured flexible connectors are available in various sizes and lengths. They are also available in



Notes:

1. Top of vents must be 5 feet minimum from any building opening.
2. Refer to NFPA 30, Section 2.4.5.2 or Uniform Fire Code (UFC), Section 79.904 for vent diameters.

Figure 10—Typical Vent Details

nonmetallic material that does not require cathodic protection. (Authorities having jurisdiction may require some non-metallic flexible connectors to be totally buried in backfill.) If metallic materials are used, cathodic protection may be necessary (see 1.3.9). If double wall pipe is required, secondary containment boots are available to cover the flexible connectors (see Figure 11).

9.6 Flexible Piping

9.6.1 Flexible piping is a relatively new technology characterized by noncorrosive materials, flexibility, and no inac-

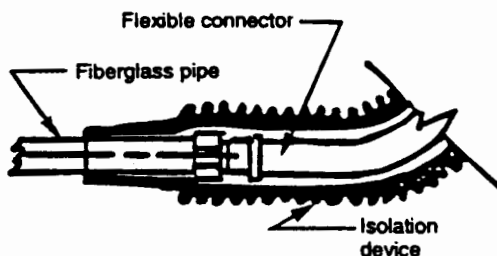
cessible joints. The piping may be either direct bury (single-wall or coaxial) or replaceable (primary) through an outer (secondary) pipe.

9.6.2 Any flexible pipe used in a underground petroleum installation should be listed (see 1.3.24) for the products to be stored, including alcohols and alcohol/gasoline mixtures.

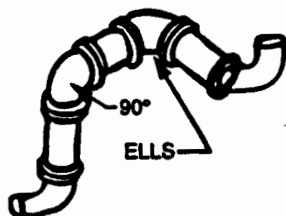
CAUTION: When flexible pipe is used, it is extremely important that it be installed in exact accordance with the manufacturer's instructions.



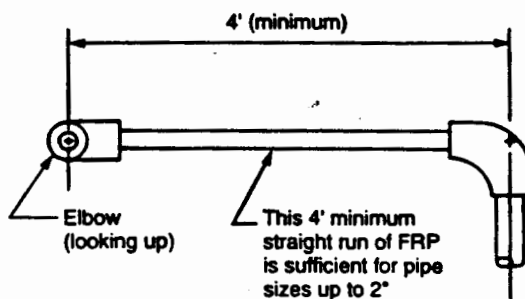
STANDARD FLEXIBLE CONNECTOR
(For steel or FRP)
See Note 2



FLEXIBLE CONNECTOR WITH ISOLATION DEVICE
(For FRP without cathodic protection)
See Note 4



DOUBLE SWING JOINT
(For steel)
See Note 1



FLEXIBLE PIPE JOINT
(For FRP)
See Note 3

Notes:

1. Double swing joints or flexible connectors shall be used at changes of direction in steel piping, including when piping connects with the underground tanks and where piping ends at the dispenser islands and vent risers.
2. A flexible connector or a flexible FRP pipe joint shall be used where piping connects with the underground tanks and where piping ends at the dispenser islands and vent risers. If using FRP piping and steel connectors, the flexible connectors must have corrosion protection.
3. If using FRP piping and FRP flexible joints, the flexible FRP connection shown must be used where piping connects with the underground tanks and where piping ends at the dispenser islands and vent

- risers. Normal FRP fittings may be used at other routine directional changes in pipe runs. The use of a 4 feet minimum straight run of FRP in lieu of a flexible connector assumes uniform and unconstrained movement of the piping in a plane perpendicular to the centerline of the straight run of less than 1 inch. Refer to the manufacturer's recommendations.
4. If using FRP piping and flexible pipe joints, the flexible connectors shown must be used where piping connects to underground tanks and where piping ends at the dispenser islands and at the vent risers. If the flexible connector with the isolation device shown is used, cathodic protection will not be required.

Figure 11—Typical Flexible Joints for Piping

9.7 Overfill Protection and Containment of Fill-Pipe Spills

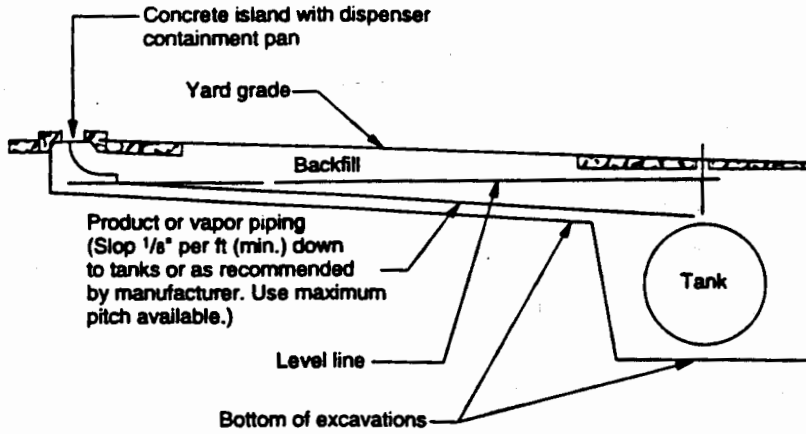
9.7.1 Spills, drips, and overfills that occur during transfer operations from the delivery truck to the underground tank must be prevented or contained.

9.7.2 To contain small spills around the tank fills, spill-containment manholes must be installed (see Figure 14). Containment manholes can be purchased with a drain that routes any spilled product back into the underground tank. Other methods of fluid removal are also available but are not

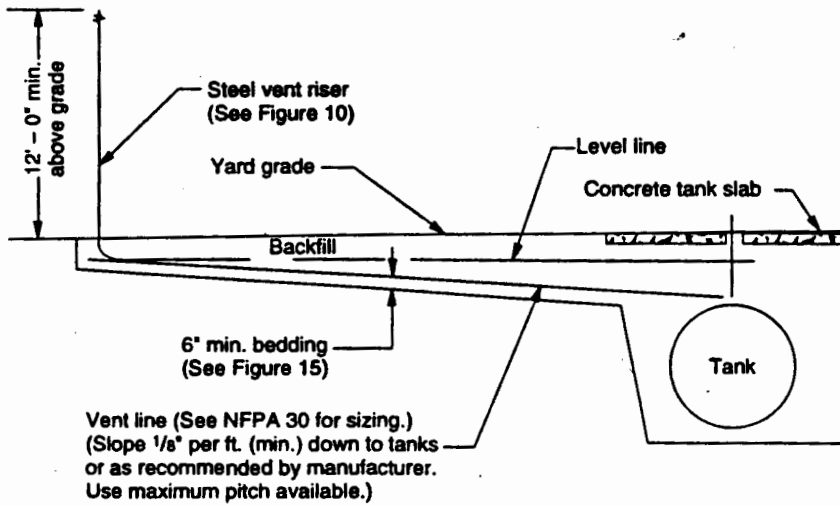
as practical (for example, use of a hand pump, syphon, and/or bailing). The required size of containment manholes varies according to state and local regulations.

9.7.3 To prevent overfills, equipment must be installed that will severely restrict or shut off the flow of product automatically or alert the operator in timely a fashion when an overflow is imminent.

9.7.4 Before transfer, the tank must be checked to ensure that sufficient volume is available. During transfer, the operation must be monitored continuously.

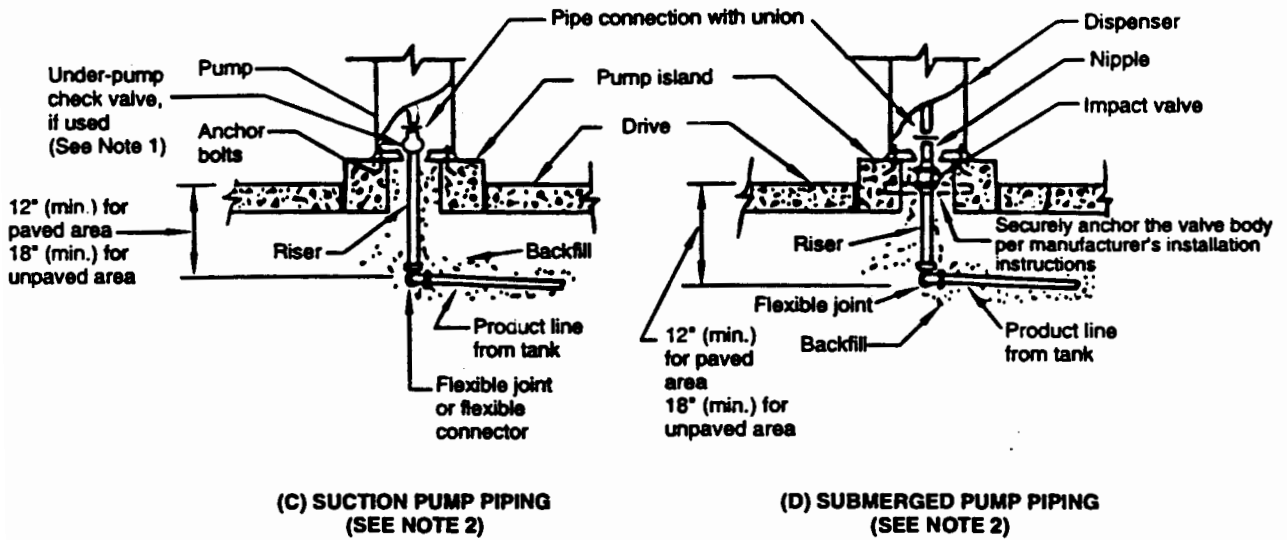


(A) PRODUCT & VAPOR PIPING



(B) VENT PIPING

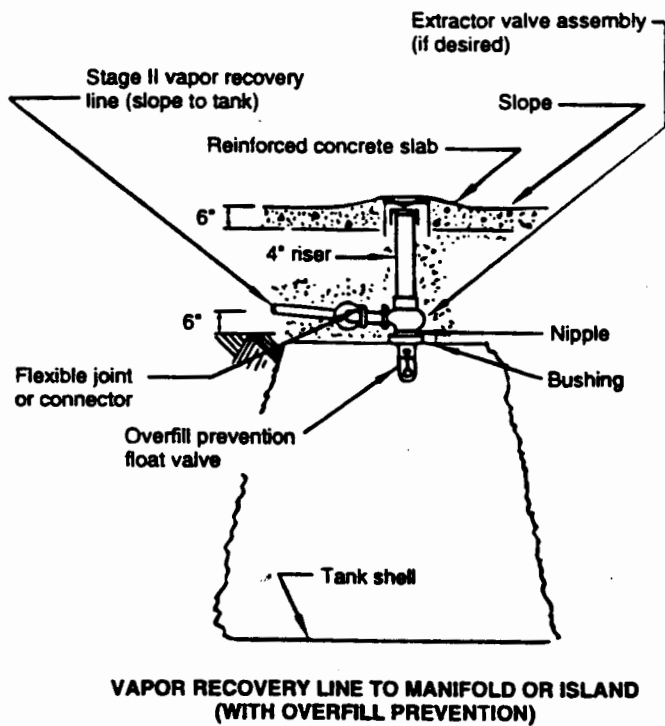
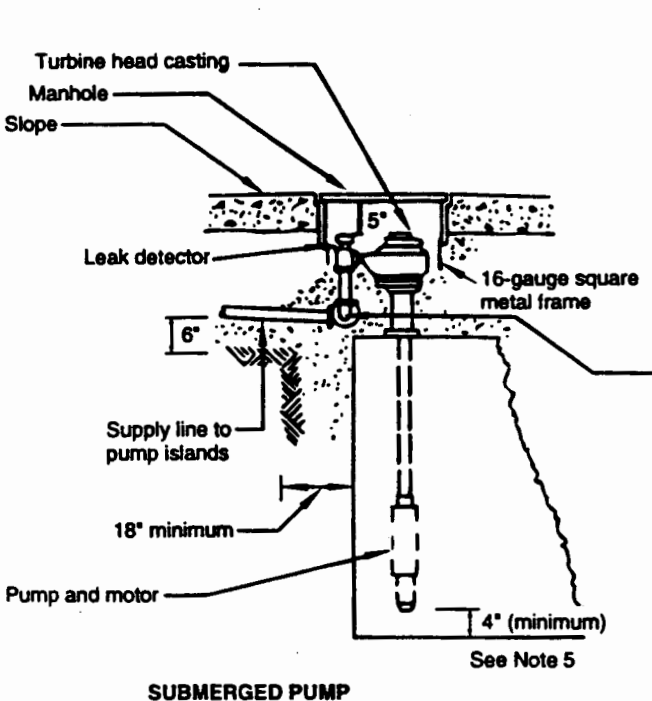
Figure 12—Typical Island Piping: Dispenser/Suction System Vapor Recovery (continued on next page)



Notes:

1. When a check valve is installed immediately under the suction pump, federal regulations have no release detection requirements. (Requirements are extensive when a foot valve is used at the bottom of the suction stub or when an angle check valve is used on top of the tank.) (See Figure 12(C) above.)
2. A single product dispenser and suction pump is shown and is typical. If multi-product or multi-hose dispensers or suction pumps are used, requirements would be appropriately multiplied. See Figure 12(C).
3. Refer to Figure 6 if a containment device is used (see Figures 12(C) and (D) above). Also, refer to Figure 17 for typical island piping with Stage II.

Figure 12—Typical Island Piping: Dispenser/Suction System
Vapor Recovery (continued)

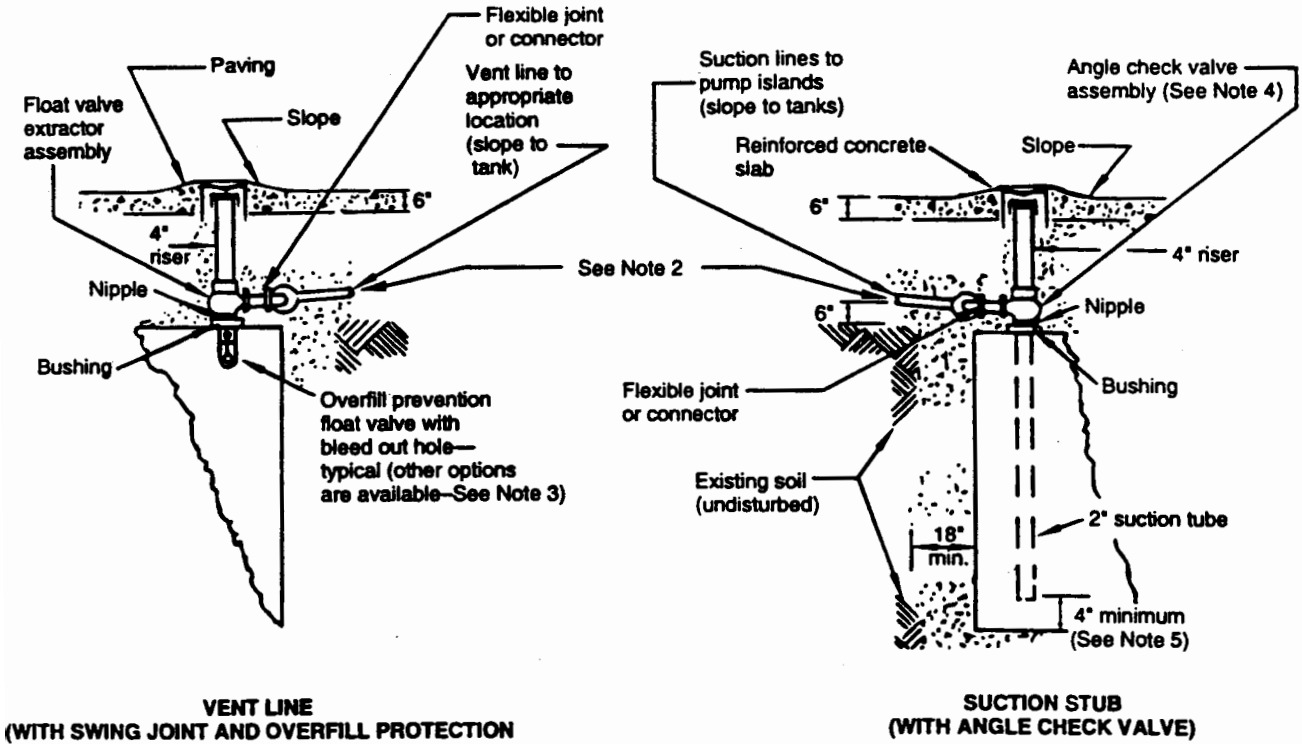


Notes:

1. To prevent contamination of backfill, if leaks develop at the submerged pump, a typical containment device physically connected to the tank will contain these leaks.
2. There shall be a minimum of 6 inches of well compacted, specified backfill under all underground lines. There shall also be a minimum 6 inches of well compacted, specified backfill beneath the concrete paving and over all underground lines (minimum distance from top of concrete paving to top of piping is 12 inches, for steel pipe and 14 inches for FRP pipe). The minimum distance from ground level to top of piping in unpaved areas is 18 inches. All piping should slope a minimum of 1/8 inch per foot, downward to the tanks. Minimum pipe diameter is 2 inches for

- both product and vent lines. This information may vary by manufacturer. Refer to the manufacturer's installation instructions.
3. Federal regulations require some type of overfill prevention. The ball check is typical and is one option. Other options are available (see 9.7).
4. An angle check valve on top of the tank or a foot valve at the bottom of the suction stub, under federal regulations, mandate very strict release detection requirements. No release detection is required if the only check valve is installed above the island and below the suction pump.
5. Suction stub or submerged pump shall end at an elevation of 4 inches minimum above tank bottom or as may be specified by the manufacturer.

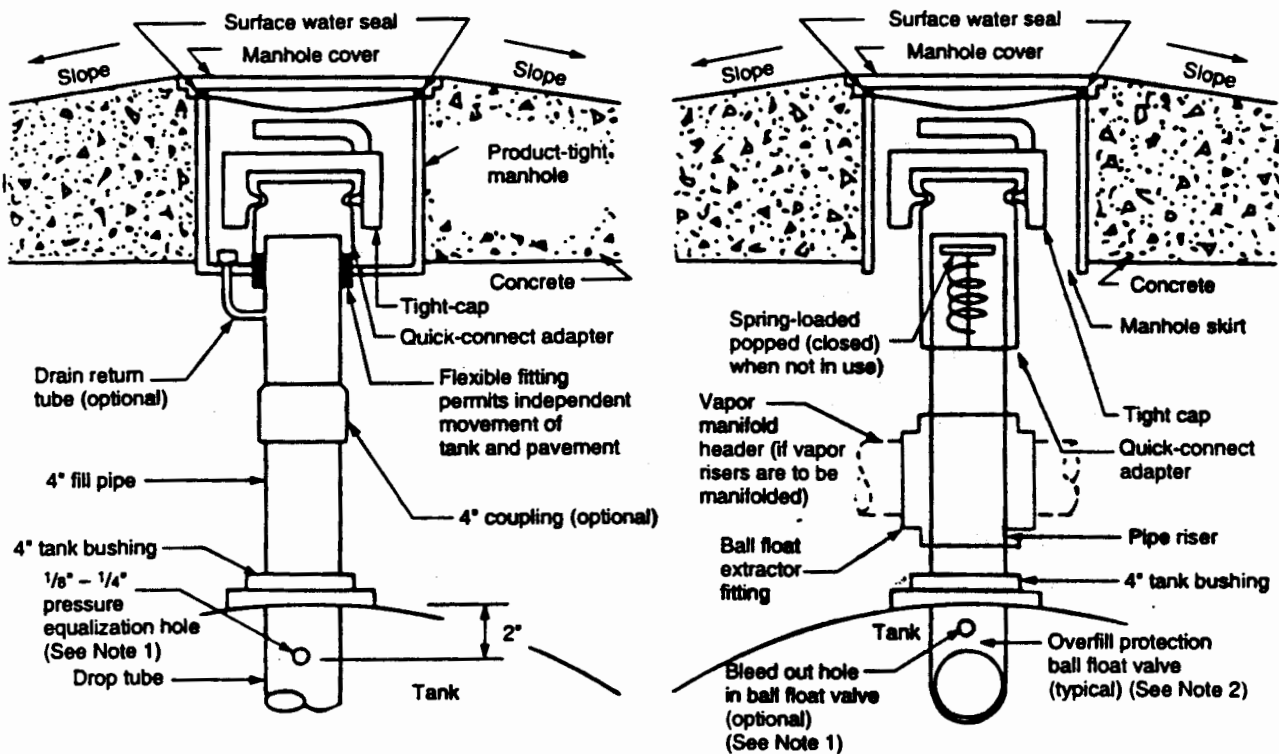
Figure 13—Typical Tank Piping Details (continued on next page)



- Notes:
1. To prevent contamination of backfill, if leaks develop at the submerged pump, a typical containment device physically connected to the tank will contain these leaks.
 2. There shall be a minimum of 6 inches of well compacted, specified backfill under all underground lines. There shall also be a minimum 6 inches of well compacted, specified backfill beneath the concrete paving and over all underground lines (minimum distance from top of concrete paving to top of piping is 12 inches, for steel pipe and 14 inches for FRP pipe). The minimum distance from ground level to top of piping in unpaved areas is 18 inches. All piping should slope a minimum of 1/8 inch per foot, downward to the tanks. Minimum pipe diameter is 2 inches for both product and vent lines.

- Note: This information may vary by manufacturer. Refer to manufacturer's installation instructions.
3. Federal regulations require some type of overfill prevention. The ball check is typical and is one option. Other options are available (see 9.7).
 4. An angle check valve on top of the tank or a foot valve at the bottom of the suction stub, under federal regulations, mandate very strict release detection requirements. No release detection is required if the only check valve is installed above the island and below the suction pump.
 5. Suction stub or submerged pump shall end at an elevation of 4 inches minimum above tank bottom or as may be specified by the manufacturer.

Figure 13—Typical Tank Piping Details (continued)



FILL-PIPE SPILL CONTAINMENT MANHOLE

TRANSPORT VAPOR PICKUP POINT

Notes:

1. Pressure equalization hole in the fill drop tube is not allowed under CARB approval of some Stage II vapor recovery systems.
2. If float valve is used for overfill protection, EPA approved overfill limit options apply. They include 90 percent of tank capacity, 95 percent of capacity, and the "30-minute limit" options.

Figure 14—Typical Piping Details: Fill-Pipe Containment Manhole with Drop Tube and Transport Vapor Pick-Up Point

SECTION 10—BACKFILLING

10.1 General

Backfilling operations are an important aspect of an USTS installation and should be continuously supervised by a qualified person to ensure that only specified materials and installation methods are used. Excavated material from the UST installation is not generally suitable as backfill for underground tanks and lines. Unless the excavated material is specifically examined and approved for use per the tank manufacturer's recommendations, it should not be used as backfill. Contaminated soil may be treated on site, removed, and disposed of according to applicable regulations. Refer to API Publication 1628.

10.2 Initial Pipe Tightening Test

During construction, before backfilling, piping should be isolated from the tanks and subjected to a pipe tightness test (see 1.3.31). Other testing methods may also be acceptable if approved by the authority having jurisdiction. A construction pipe test is conducted as follows:

- a. The product piping to be tested is isolated and pressurized with compressed air to 150 percent of the maximum system operating pressure (or a minimum of 50 pounds per square inch gauge; maximum as recommended by component manufacturer) for at least 30 minutes and not more than 1 hour.
- b. All piping surfaces including valves, fittings, joints, and so forth are wetted with a soap solution and inspected for bubbles.
- c. Leaks, as indicated by bubbles, are repaired or replaced, and the piping retested as necessary.
- d. If double wall pipe is used, the inner pipe walls shall be tested for tightness before closing the outer pipe. The outer pipe must be tested at a 5 pounds per square inch gauge maximum before backfilling. Care should be taken to prevent overpressurization of the interstice. It is important that the manufacturer's instructions be followed.

When the piping is installed and operational, a hydrostatic test of the piping, as specified in NFPA 329, may be required by codes.

CAUTION: Extreme care should be exercised in conducting the pipe tightness test. Pressurized piping is potentially dangerous because of the possibility of violent rupture. This test should be conducted with minimum exposure of personnel and without moving or disturbing the piping being tested. When the test is completed, the piping pressure can be reduced or released completely for the remainder of construction. Refer to the piping manufacturer's recommendations.

10.3 Placement of Materials and Compaction of Backfill

10.3.1 GENERAL

The backfill material must be free of ice, snow, debris, and any organic material that might adversely affect compaction or damage the tanks, tank coating, and/or lines. The authority having jurisdiction may require inspection of the backfill prior to use. To help protect the compaction of this backfill and impede migration of soil *finer* into the backfill, filter fabric, a commercially available material, can be installed within the excavated areas before installing the backfill material. This is most important when using *pea gravel* or similar material of high porosity. The tank manufacturer's recommendations should be followed.

10.3.2 UNDERGROUND LINES

Under certain conditions, to avoid the intrusion of natural soil fines into porous backfill material, the trench for underground piping should be lined with filter fabric. After lining, a bed of well-compacted backfill at least 6 inches deep or as recommended by the manufacturer should be placed in the base of the trench. The bed must be free from ice, snow, debris, and organic material. All trenches should be sized to permit piping clearance with the manufacturer's recommendations and applicable codes.

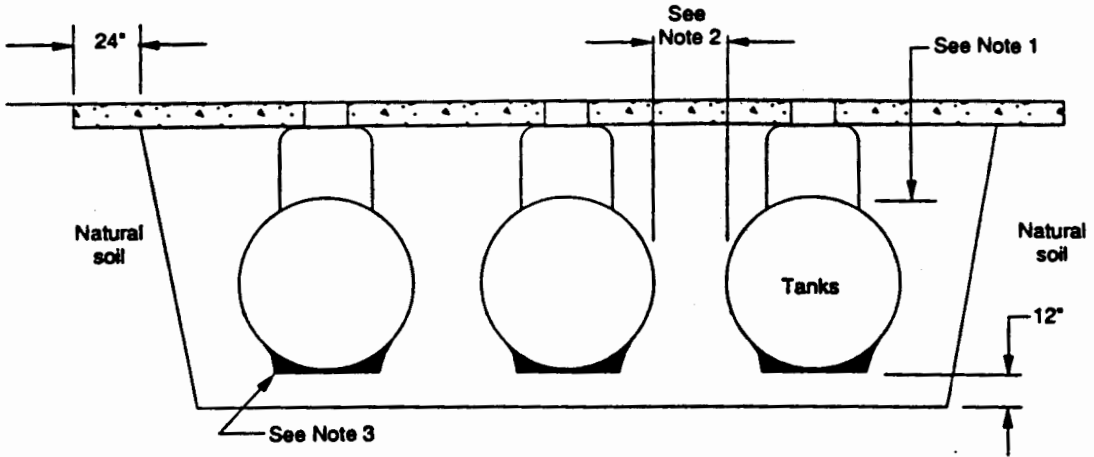
10.3.3 UNDERGROUND TANKS

10.3.3.1 Steel and Fiberglass-Clad Steel Tanks

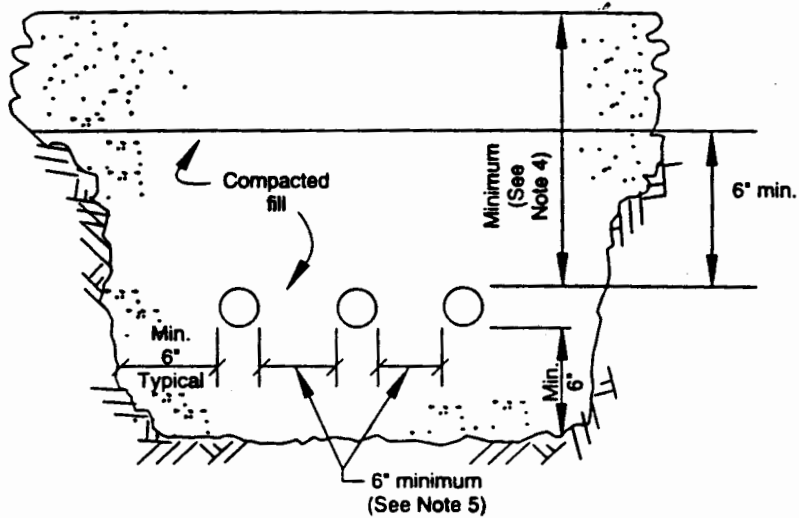
Backfill for steel and fiberglass-clad steel tanks should be well compacted, as recommended by the manufacturer, and the backfill bed for all tanks should be 12 inches deep on top of the hold-down pad or the bottom of the excavation. A minimum of 12 inches of backfill (or the amount required by the manufacturer) should be placed between all tanks and at the ends and sides of all tanks. All bedding material, backfill around the tanks, and covering over the tanks (see 5.3.2) should be of the same material (see Figure 15).

10.3.3.2 Fiberglass-Reinforced Plastic Tanks

All backfill material should be in strict accordance with the manufacturer's specifications. Such backfill is generally *pea gravel* or crushed stone that meets the requirements of ASTM C 33. The backfill bed for FRP tanks should be 12 inches deep on top of the hold-down pad or the bottom of the excavation. A minimum of 18 inches of backfill should be placed between all tanks and at the ends and sides of all tanks (or the amount required by the manufacturer). All bed-



TANK BACKFILL AND BURIAL DETAILS



PIPING BACKFILL AND BURIAL DETAILS

Notes:

1. In traffic areas, 18 inches of backfill plus 6 inches of reinforced concrete or 8 inches of asphaltic concrete, or 36 inches of backfill without paving. In nontraffic areas, 12 inches of backfill plus 4 inches of reinforced concrete or 24 inches of backfill without paving. Manufacturers may require more depth. Consult NFPA 30 or other appropriate codes as required.
2. (a) For steel tanks—12 inches; for FRP tanks—18 inches (24 inches preferred). Consult tank manufacturer for dimensions in unstable soils.
- (b) One-half tank diameter to edge of tank excavation is recommended.

3. Shaded areas show where peagravel or approved alternate backfill material will not flow and compact naturally under tanks. Backfill must be worked into voids in these areas to ensure proper bedding of this critical area. Reference the manufacturer's recommended installation procedures for details.
4. For paved areas 12 inches, for unpaved areas 18 inches, over any pipe. Refer to NFPA 30 or the manufacturer's recommendations or applicable codes.
5. This is the recommended pipe spacing dimension to give ample workspace, but may not reflect all applications.

Figure 15—Typical Details: Tank and Piping Backfill and Burial

ding material, backfill around the tanks, and covering over the tanks (see 5.3.2) should be of the same material (see Figure 15).

Note: The combined depth of backfill overburden and mat above the FRP tanks should not exceed the manufacturer's recommendation (currently 7 feet). Seven feet is the maximum bury limit set by Underwriters Laboratories for any material tank.

10.3.3.3 Compaction of Backfill for All Tanks

It is especially important that the bottom quadrant of all tanks (both FRP and steel) be evenly and completely supported. The backfill material should be carefully placed along the bottom and under the sides and end caps or heads of the tanks by manual shoveling and tamping. The backfilling may then be completed in 12-inch lifts, uniformly placed around the tanks. When pea gravel is used, placing the *remaining* material in 12-inch lifts is not required. Care must be taken to avoid damage to the tanks or their coating (see Figure 15).

10.4 Grading and Paving

CAUTION: Extreme care should be taken during final grading operations to avoid damage to piping and equipment by heavy tractor blades and cleats. Equal care should be taken when stakes are driven for grading or paving, to avoid damage to piping by a stake being driven into or against the piping. *Puncturing an installed system can lead to the migration of flammable liquids or vapors to an ignition source, resulting in a fire or explosion on the site or in an adjacent area.*

10.5 Post-Backfill Inspection of Fiberglass-Reinforced Plastic Tanks

After backfilling has been completed but before concrete or asphalt paving has been installed, the inside vertical diameter of FRP tanks should be measured and compared with the same dimension measured prior to installation as recommended in 3.5.1.3. This is to ensure that tank deformation resulting from backfilling does not exceed the manufacturer's specifications. The diameter measurements should be retained permanently for future reference.

CAUTION: Tanks should not be entered for any purpose unless the proper safety precautions, as outlined in API Publication 2217, are taken.

10.6 Final Testing

Prior to placing the tank in operation, the following tests should be conducted:

- Conduct tightness test (see 1.3.46) of all tanks and piping (primary and secondary) after all paving over the tanks and piping has been completed and before the system is placed in operation.
- Operationally test all other equipment, including impact (shear) valves, line leak detectors, leak detector alarms, and emergency shutdown switches in accordance with the manufacturer's instructions.

SECTION 11—OTHER EQUIPMENT

11.1 Pumping Systems

11.1.1 GENERAL

Although this recommended practice is intended primarily as a guide for installing underground tanks and piping, consideration should also be given to the type of pumping system to be used. Such consideration will in turn determine aspects of piping design and leak detection.

11.1.2 SUCTION PUMPING SYSTEMS

11.1.2.1 A suction pumping system (see 1.3.45) consists of one or more suction pumps within each dispenser, with individual product suction lines running from each pump to the underground storage tank.

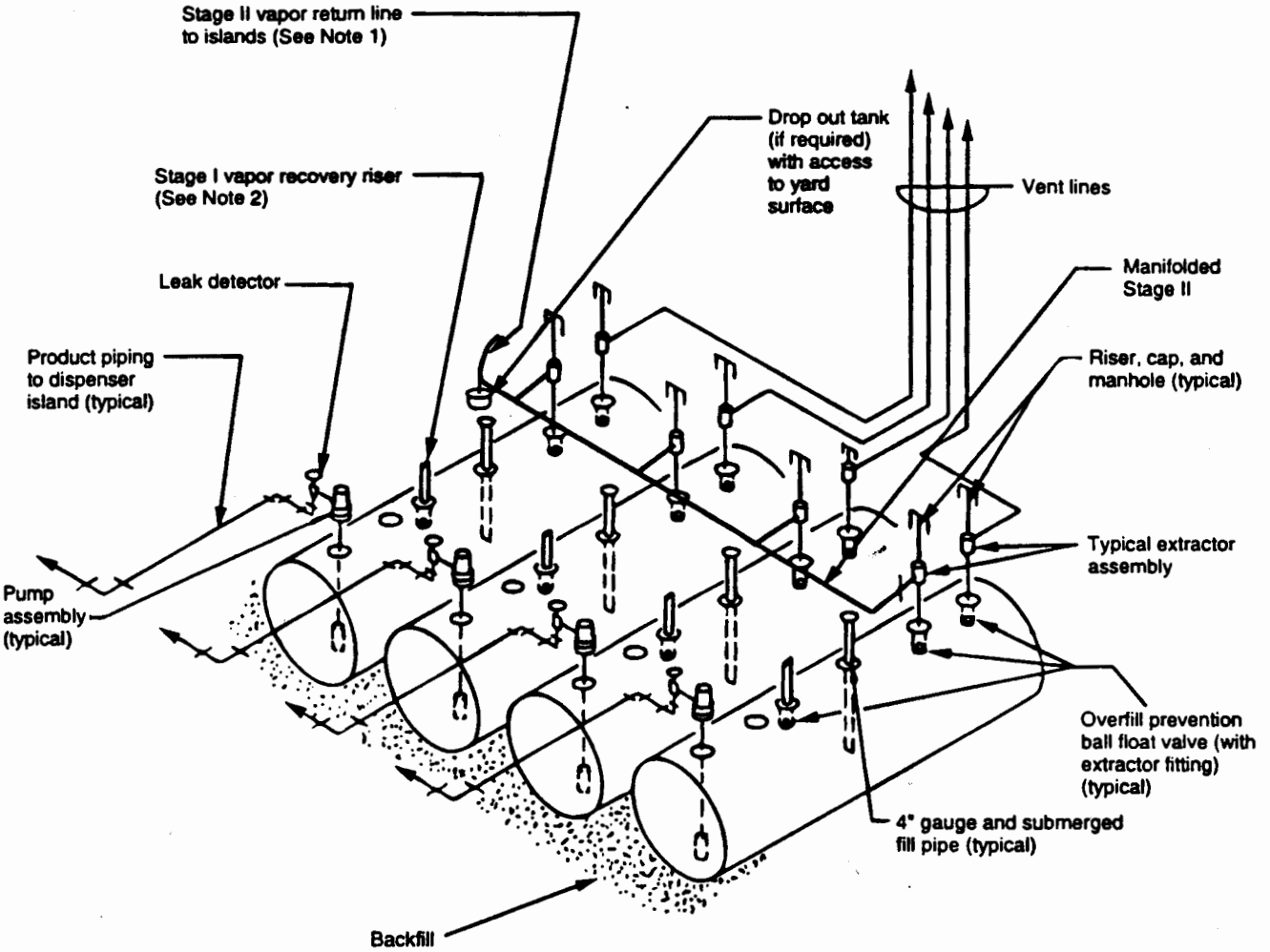
Note: It is not recommended that product suction lines be combined since they may decrease the efficiency of the pump.

11.1.2.2 When a suction pumping system is used, the height to which the pumps can lift the product is a critical

factor. The tank diameter and the length of product piping between the tank and the pump should therefore be kept to a minimum. This is especially important in warmer climates and at higher altitudes that can noticeably limit pump lift capability. The pump manufacturer can provide assistance with these design requirements.

11.1.3 REMOTE PUMPING SYSTEMS

11.1.3.1 In a remote system, a submerged pump (see 1.3.37) is located in or above the underground storage tank (see Figure 16). This permits the use of a single product line from each submerged pump to the dispensers on the pump islands. This type of system permits more efficient distribution of product in situations where several fueling positions per product grade exist. An impact valve, with shear section level with the top of the island ($\pm 1/2$ inch), must be installed in each product pipe serving each dispenser (see Figure 12(D) and Figure 17; see also NFPA 30A). Double-poppet impact valves should be considered for additional safety.



- Notes:
1. A Stage II vapor recovery line should run to the vapor collection manifold as shown and then to the dispenser islands. If the vapor recovery system is not manifolded, each line should go to the dispenser islands. A float valve, extractor, riser, cap, and manhole should be included for each tank. (The arrangement shown is typical.)
 2. If required, a Stage I vapor recovery riser should run to the vapor collection manifold with one or more surface pickup points. If the vapor

recovery system is not manifolded, each riser should go to a separate surface pickup point. Each riser pipe should be connected to a ball float valve. (The arrangement shown is typical.) Combinations of various connections may be based on local air quality agencies.

3. See Figure 13 for details of tank piping.

Figure 16—Typical Remote Pumping System (Shown With Stage I and Storage II Vapor Recovery)

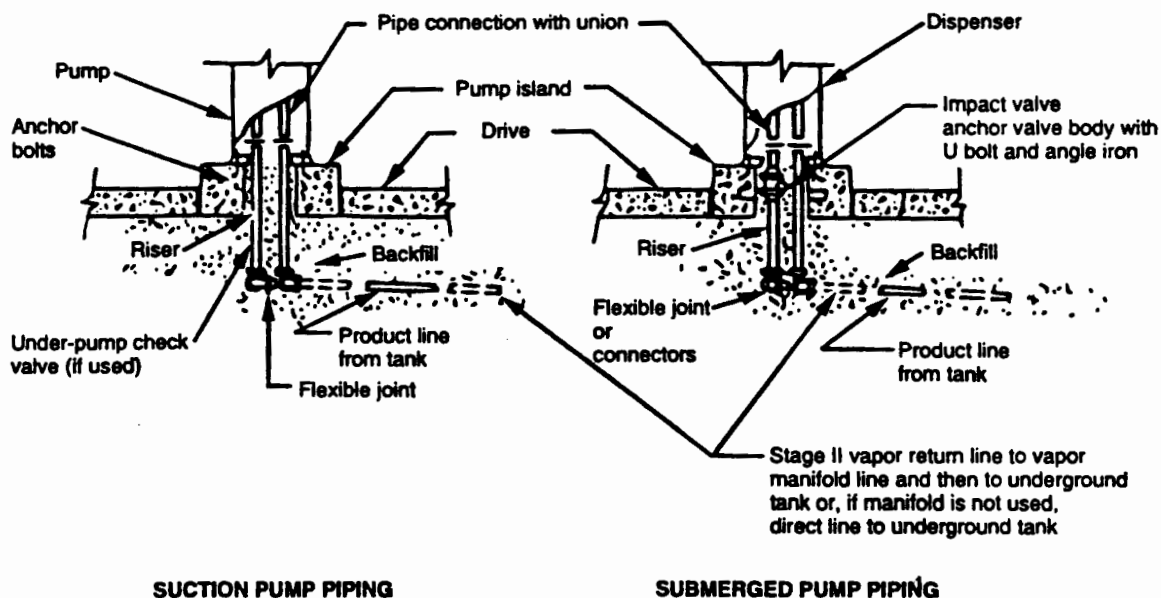


Figure 17—Typical Island Piping: Dispenser/Suction System With Stage II Vapor Recovery

11.1.3.2 With remote pumping systems, the delivery of product to the nozzles does not depend on the depth of the tank or (within certain limits) on the length of the product piping. However, larger diameter piping and/or multiple turbines should be considered if over 6 fueling positions per turbine could occur (refer to the manufacturer's recommendations).

11.1.4 OTHER FACTORS

11.1.4.1 Other factors to be considered in the selection and installation of pumps include the following:

a. Pump seals and materials of construction must be designed for and be compatible with the liquids handled. Possible future changes in product components should be taken into account.

Note: This is critical when special fuels are planned. The fuel supplier, the authority having jurisdiction, and the manufacturer should be consulted for additional requirements.

b. Remote pumps should extend to no closer than 4 inches to the bottom of the tank or to the level specified by the manufacturer (see Figure 13).

11.1.4.2 Pumping systems should be equipped with clearly identified and easily accessible emergency shutdown switches. The switches should be located away from dispensers and pumps and should permit the immediate shutdown of all dispensing devices in the event of an emergency.

The authority having jurisdiction should be consulted for any additional requirements.

11.1.4.3 Dispensers should meet the NIOSH Handbook 44 NTEP requirements and should have an acceptable third-party (for example, UL, ETL, factory) listing label.

11.2 Tank Fittings

11.2.1 Prior to purchasing tank fittings, thought should be given to the number and size of tank openings needed. The tank manufacturer's specifications and drawings must be checked to determine the types (for example, coated steel or FRP composite, jacketed), sizes, and capacities that are available. Some of the more frequent uses for tank openings are as follows:

- a. Automatic tank gauges (ATGs).
- b. Stick line (gauge opening).
- c. Fill line.
- d. Vent line.
- e. Suction pump/discharge line.
- f. Stage I.
- g. Stage II.
- h. Siphon connection.
- i. Manway.
- j. Tank interstice.

11.2.2 Tank openings, fill pipes, fill caps, and fill-tubes should be normally 4 inches in diameter. Submersible pumps

designed with the capacity to meet the normal layout and operation requirements of service stations are built to fit 4-inch tank openings. If greater capacity is needed, larger pumps and tank openings may be required.

11.2.3 Double-tapped bushings may be used to reduce the size of the tank opening so that appropriate smaller hardware can be attached.

Nonmetallic tanks are fitted with threaded steel openings to make hardware/piping connections.

11.2.4 Fill pipes may be located at any opening in the tank. The tank manufacturer should be instructed to install reinforcing plates (strike plates) under fill and gauge openings in all tanks to prevent possible damage to the tank bottoms. Since future repiping could change opening use, strike plates under all openings should be considered.

11.2.5 All fill connections should be of a tight fill design. A fill tube should be inserted at the fill opening and should extend to within 4 to 6 inches from the tank bottom (see

Figure 14 for detail). The use of tight fill connections and fill tubes will increase the rate of product flow during filling and decrease turbulence and product vapor loss. A 1/8-inch hole should be installed in the drop tube immediately inside the tank to allow for pressure equalization (subject to local air regulations, refer to API Recommended Practice 1621, Appendix C), which will permit accurate gauging (see Figure 14). A liquid-tight fill cap, equipped with a lock, should be installed.

11.3 Identification of Driveway Manholes

The product being handled and the size of the tank should be marked on the fill assembly or manhole cover. The product can be identified by using a color code (see API Recommended Practice 1637) or by stamping or otherwise applying the product name to the fixed portion of the fill assembly or by both means. Some state and local jurisdictions have specific identification requirements.

SECTION 12—VAPOR RECOVERY

12.1 General

12.1.1 The use of vapor recovery systems is required in some areas of the United States. The trend is to expand vapor recovery requirements to additional areas. The purpose of vapor recovery is to reduce vapor emissions to the atmosphere. The authority having jurisdiction should be consulted for specific requirements.

12.1.2 Vapor recovery is required in specified areas (as designated by the state air control agency) during transfer operations, namely, the unloading of the contents of a transport truck into underground storage tanks. This type of vapor recovery is referred to as *Stage I* vapor recovery (see Figures 14 and 18). Vapor recovery may also be required during the delivery of gasoline into the fuel tank of a motor vehicle. This type of vapor recovery is referred to as *Stage II* vapor recovery (see Figures 16, 17, and 18). Different systems or variations of systems can be used to accomplish both Stage I and Stage II vapor recovery.

12.2 Balance Systems

12.2.1 GENERAL

The most commonly used method of vapor recovery is the balance system, which will meet the efficiency requirements of most regulations. A balance system simply provides for the gasoline vapors in the receiving tank to be returned via piping and hoses to the delivering tank and can be used for

both Stage I and Stage II. For Stage II, the balance system provides a path for the displaced vapors from the automobile tank to the UST (see Figure 18).

12.2.2 STAGE I VAPOR RECOVERY

12.2.2.1 General

Three of the most common designs for Stage I vapor recovery balance systems are as follows:

- a. Two-point balance system.
- b. Single-point manifold balance system.
- c. Coaxial balance system.

12.2.2.2 Two-Point Balance System

12.2.2.2.1 The two-point balance system for vapor recovery during transport deliveries to underground tanks is provided by installing a separate vapor recovery connection point (or vapor return riser) in each underground tank that is required to have Stage I vapor recovery.

12.2.2.2.2 The vapor pickup uses one of the openings in the underground tank (see Figure 14). This is usually the opening immediately next to the fill-pipe opening. A riser pipe with an inside diameter of 3 or 4 inches, ending in a manhole similar to a fill manhole, is extended from the tank top to the surface. A vapor pickup adapter is installed on top of the riser pipe, to provide a quick-disconnect connection

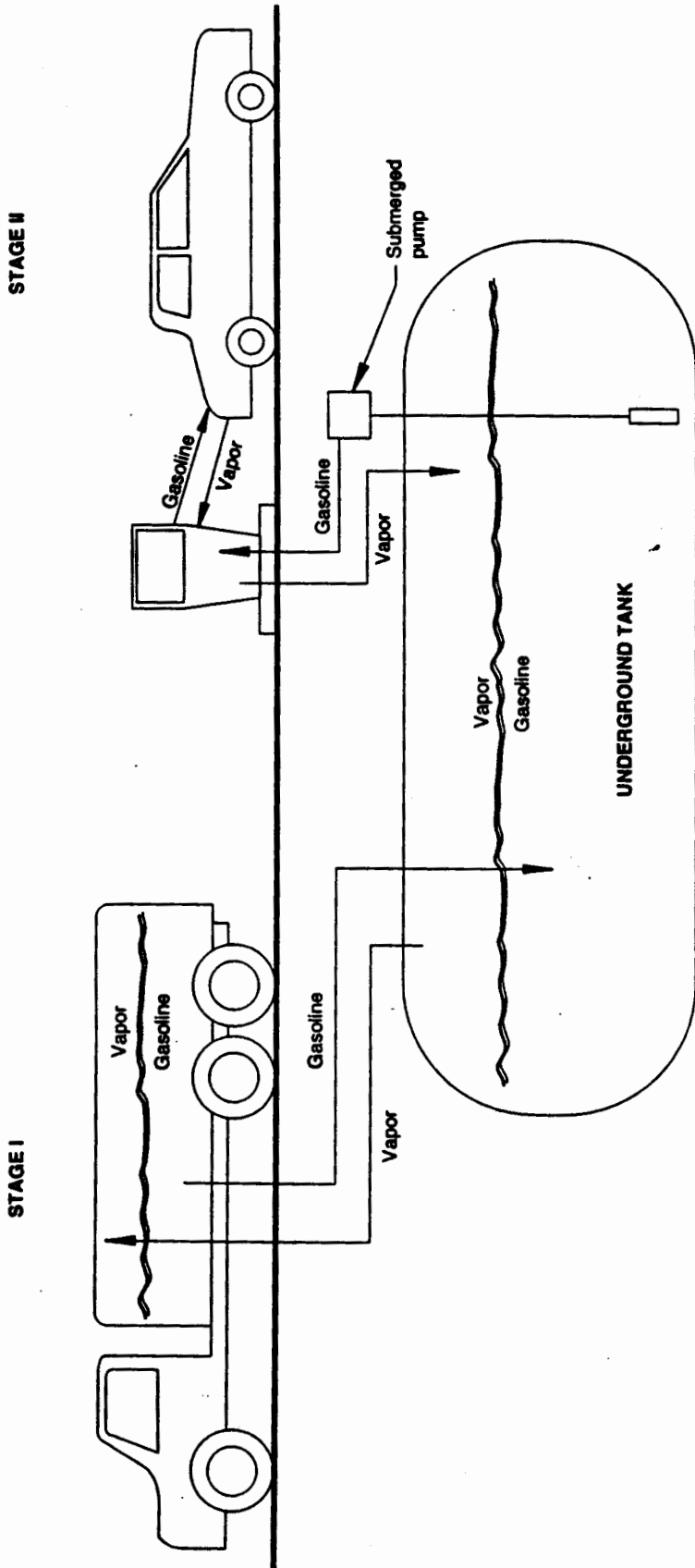


Figure 18—Typical Vapor Recovery

for the transport's vapor pickup hose. The vapor pickup adapter must have a spring-loaded poppet valve that is closed when the vapor pickup hose is not connected.

12.2.2.2.3 As with the other Stage I balance systems described in 12.2.2.3 and 12.2.2.4, when the two-point system is in operation, vapors are automatically returned to the transport truck when the product is delivered to the underground tank. In vapor recovery balance systems vent lines are still installed, the small vacuum created in the transport truck by the removal of liquid during unloading and the ease of movement through a larger (3- or 4-inch) pipe result in minimal vapor discharges from the tank.

12.2.2.2.4 With both the two-point system and the coaxial system (see 12.2.2.4), if more than one tank is used to store a single product and only the primary tank has vapor recovery connections, a 3- to 4-inch diameter vapor manifold must be provided for vapor transfer between said tanks.

12.2.2.2.5 A variation of the two-point system, called a coaxial wye system, uses a special fill-and-drop-tube assembly, which combines a vapor return tube with the product drop tube in one riser. This special riser pipe has a Y fitting that routes the product and vapor to separate fill and vapor pickup manholes in the driveway surface.

Note: Coaxial vapor recovery configuration cannot utilize a float valve to prevent overfills. However, there are auto shut-off devices that can be purchased to perform a similar function.

12.2.2.3 Single-Point Manifold Balance System

The single-point manifold balance system is very similar to the two-point balance system. The primary difference is that in the single-point manifold system, the vapor pickup riser in each tank is connected to a pipe manifold header. A single (3- or 4-inch) riser off the header is brought to the surface, where the same adapter and poppet are installed within a manhole.

12.2.2.4 Normal Coaxial Balance System

The coaxial balance system uses one opening in each tank. This opening accommodates both a fill tube and a Stage I vapor return from the tank to the surface in concentric pipes without a wye fitting. At the surface, a special adapter is installed within a manhole. A special tight-fill delivery elbow with combination product and vapor conductors must be used with the adapter on the top of the riser. Both the transport-truck fill hose and the vapor return hose are connected to this special coaxial elbow. The coaxial balance system is not recommended for new installations due to severe reduction of delivery flow rates, but is an economical method of converting existing tanks to Stage I.

Note: This vapor recovery configuration cannot utilize a ball float valve to prevent overfills. But it can accommodate a shutoff valve in the drop-tube. Further, a coaxial balance Stage I system may not be permitted with some

Stage II systems. Specific questions should be referred to the manufacturer or local air regulatory authorities.

12.2.3 STAGE II VAPOR RECOVERY

12.2.3.1 Stage II vapor recovery can be provided during delivery from an underground tank to a vehicle fuel tank by installing a vapor return line from a Stage II dispensing nozzle to the underground tank. The vapor return line from under the dispenser to the underground tanks can be of the same material as the underground lines that deliver product to the dispenser. A common vapor line, manifolded at the tanks, can be used for all gasoline products (see Figure 16).

12.2.3.2 All aboveground piping must be steel. The minimum inside diameter for individual vapor return lines is 2 inches. For commingled vapor return lines, the minimum inside diameter is 3 inches. Larger sizes may be required depending upon the number of fueling positions on a given branch of the piping, local codes, and the type of Stage II system being used.

12.2.3.3 The system design must provide a continuous slope from the dispenser or island down to the underground tanks with no traps or sags. Any sags will provide pockets in which liquid product may collect and restrict or block the vapor return line. If site elevations will not allow proper slope, a drop-out tank should be provided (see Figure 12(A), Figure 16, and Figure 19).

Any back pressure exceeding a level set by code in the Stage II vapor return system will fail the current acceptance tests required by most air quality agencies regardless of balance or assisted designs.

12.2.3.4 When a Stage II system is in operation, vapors are automatically returned to the underground tank when product is dispensed into the vehicle fuel tank.

12.2.3.5 Two basic systems are available for Stage II vapor recovery, the balance system and various vacuum-assist systems. The two methods are discussed below.

12.2.3.5.1 The balance system uses the pressure that develops in the vehicle fuel tank, during refueling, to force vapors out of the vehicle tank and back into the storage tank through a nozzle, coaxial hose, and vapor return piping without the assistance of pumps or aspirators. Balance system nozzles use a face seal and compressible bellows to provide a tight seal at the vehicle fill pipe. Interlocks prevent the nozzle from dispensing gasoline if the bellows are not compressed. Vapor check valves prevent the escape of vapors from the nozzles when not in use.

12.2.3.5.2 Vacuum-assist systems utilize vacuum pumps or aspirators to create a vacuum and/or pressure to assist in the collection and movement of vapors back to the storage tanks. The vacuum producing device can be either a central

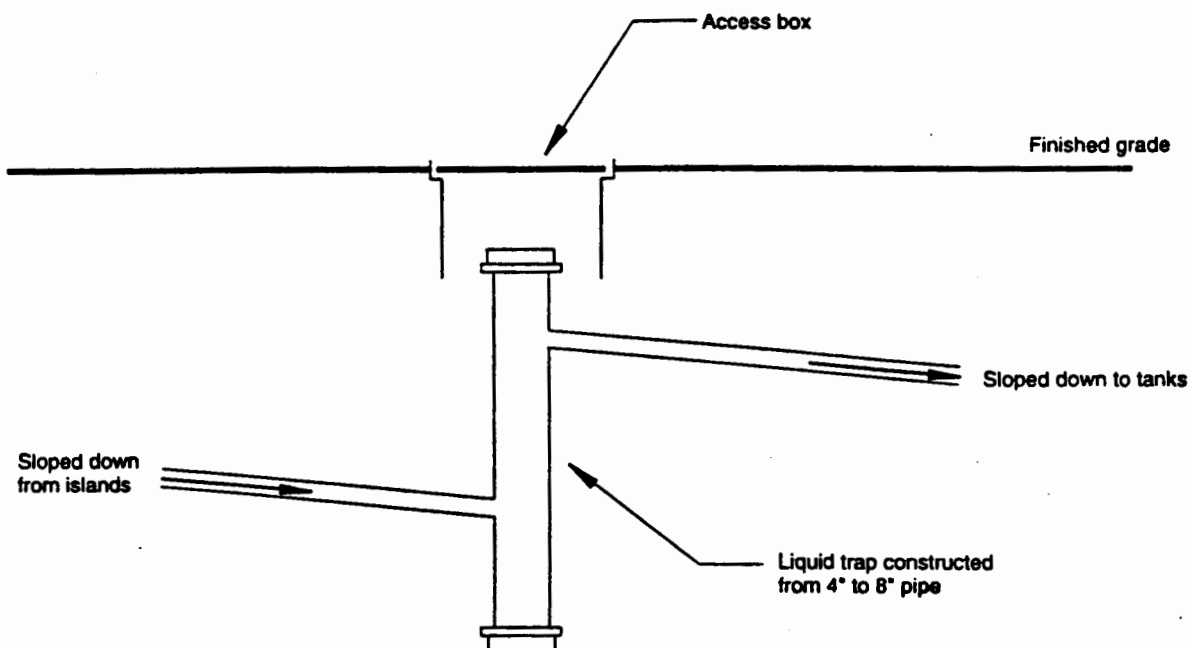


Figure 19—Typical Stage II Vapor Return Drop Tank

unit located in the vapor return piping or individual units located in each dispenser. Some vacuum-assist systems use *bellows-less* nozzles that eliminate the bellows traditionally found on balance systems. Other vacuum-assist systems use nozzles with bellows that are loose fitting and do not require compression before product will flow.

Central unit installations may require the use of a burner or other process to handle the excess vapors that are created by some systems. Systems that utilize individual dispenser vacuum pumps that are controlled by the flow rate of product through each dispenser have been approved without the requirement for a vapor burner or processor.

12.3 Equipment

Petroleum equipment manufacturers and suppliers can furnish all of the special equipment required for Stage I and Stage II vapor recovery.

12.4 System Design

If regulations require the installation of either Stage I or Stage II vapor recovery, professional assistance should be obtained in designing the system. In some areas, vapor recovery is regulated by a different agency than the one that regulates USTs, and additional permits may be required.

APPENDIX A—STATE UST/LUST PROGRAM OFFICES

AK	<p>UST/LUST CONTACT² AK Dept. of Environmental Conservation 410 Willoughby Avenue Juneau, AK 99801-1795 907-465-5203</p>	CT	<p>UST/LUST CONTACT² CT Dept. of Environmental Protection UST Program State Office Building 79 Elm Street Hartford, CT 06106 203-566-4630</p>
AL	<p>UST/LUST CONTACT AL Dept. of Environmental Management Ground-Water Section/Water Division 1751 Congressman W. L. Dickinson Dr. Montgomery, AL 36130 UST: 334-271-7986 LUST: 334-271-7834</p>	DC	<p>UST/LUST CONTACT¹ DC Environmental Regulatory Admin. 2100 Martin Luther King Avenue, S.E. Suite 203 Washington, D.C. 20020 202-645-6080</p>
AR	<p>UST/LUST CONTACT² AR Dept. of Pollution Control & Ecology Regulated Storage Tank P.O. Box 9583, 72209 8001 National Drive Little Rock, AR 72219-8913 501-570-2801</p>	DE	<p>UST/LUST CONTACT² DE Dept. of Natural Resources & Environmental Control Underground Storage Tank Branch 715 Grantham Lane New Castle, DE 19720 302-323-4588</p>
AZ	<p>UST/LUST CONTACT² AZ Department of Environmental Quality 3033 North Central Avenue Phoenix, AZ 85004 602-207-4324</p>	FL	<p>UST/LUST CONTACT² FL Dept. of Environmental Regulation Tank Section Twin Towers Office Building - Rm 403 2600 Blair Stone Road Tallahassee, FL 32399-2400 904-488-3935</p>
CA	<p>UST/LUST CONTACT² CA State Water Resources Control Board Division of Clean Water Program P.O. Box 944212, 94244-2120 2014 T Street Sacramento, CA 95814 916-227-4328</p>	GA	<p>UST/LUST CONTACT¹ GA Dept. of Natural Resources Underground Storage Tank Mgmt. Program 4244 Intl Parkway, Ste. 100 Atlanta, GA 30354 404-362-2687</p>
CO	<p>UST CONTACT CO State Oil Inspection Office 1515 Arapahoe Street Suite 525, Tower 3 Denver, CO 80202-2117 303-620-4300</p> <p>LUST CONTACT CO Department of Health Hazardous Materials & Waste Mgmt. Div. UST Program 4300 Cherry Creek Drive S. Denver, CO 80220 303-692-3453</p>	HI	<p>UST/LUST CONTACT¹ HI Department of Health Solid and Hazardous Waste Branch 919 Ala Moana Blvd., Ste. 212 Honolulu, HI 96814 808-586-4226</p>

¹State has one person serving as both the UST and LUST contact.

²State has one UST and one LUST contact; both have the same address and telephone number.

- IA UST/LUST CONTACT¹**
IA Department of Natural Resources
UST Section
Wallace State Office Building
900 East Grand
Des Moines, IA 50319
515-281-8135
- ID UST/LUST CONTACT²**
ID Department of Health & Welfare
ID Div. of Envir. Quality
1410 North Hilton
Boise, ID 83706
208-334-0542
- IL UST CONTACT**
IL Office of State Fire Marshall
Div. of Petroleum & Chemical Safety
1035 Stephenson Drive
Springfield, IL 62703
217-785-5878
- LUST CONTACT**
IL EPA, Bureau of Land
Division of Remediation Mgmt.
LUST Section
P.O. Box 19276
Springfield, IL 62794-9276
217-782-6760
- IN UST CONTACT**
IN Department of Fire and Services
Office of State Fire Marshall
402 West Washington St., Rm. C241
Indianapolis, IN 46204
317-232-2222
- LUST CONTACT**
IN Department of Envir. Mgmt.
Office of Envir. Response
2321 Executive Drive
Indianapolis, IN 46204
317-243-5110
- KS UST/LUST CONTACT**
KS Department of Health & Environment
Bureau of Environmental Remediation
Storage Tank Section
Forbes Field, Building 740
Topeka, KS 66620
913-296-1678
- KY UST/LUST CONTACT¹**
KY Division of Waste Management
Underground Storage Tank Branch
18 Reilly Road
Frankfort, KY 40601
502-564-6716
- LA UST/LUST CONTACT²**
LA Dept. of Environmental Quality
Underground Storage Tank Division
P.O. Box 82178, 70884-2178
7290 Bluebonnet
Baton Rouge, LA 70810
504-765-0243
- MA UST CONTACT**
MA Department of Public Safety
Underground Storage Tank Program
1010 Commonwealth Avenue
Boston, MA 02215
617-851-6000
- LUST CONTACT**
MA Department of Environmental Protection
One Winter Street
Boston, MA 02108
617-556-1044
- MD UST/LUST CONTACT¹**
MD Department of Environment
Waste Mgmt. Admin.
Oil Control Program
2500 Broening Highway
Baltimore, MD 21224
410-631-3442
- ME UST/LUST CONTACT¹**
ME Dept. of Environmental Protection
State House - Station 17
Hospital Street, Ray Building
Augusta ME 04333
207-287-2651
- MI UST CONTACT¹**
MI Department of Natural Resources
LUST Unit
P.O. Box 30028
Lansing, MI 48909
517-373-8168

¹State has one person serving as both the UST and LUST contact.

²State has one UST and one LUST contact; both have the same address and telephone number.

- MN UST/LUST CONTACT**
MN Pollution Control Agency
Underground Storage Tank Program
520 Lafayette Road North
St. Paul, MN 55155-3898
UST: 612-297-8609
LUST: 612-297-8574
- MO UST CONTACT**
MO Department of Natural Resources
Water Pollution Control Program
P.O. Box 176
Jefferson City, MO 65102
314-751-7428
- LUST CONTACT**
MO Department of Natural Resources
Envir. Services Program
P.O. Box 176
Jefferson City, MO 65102
314-526-3384
- MS UST/LUST CONTACT¹**
MS Department of Environmental Quality
Bureau of Pollution Control
Underground Storage Tank Section
P.O. Box 10385
Jackson, MS 39289-0385
601-961-5171
- MT UST/LUST CONTACT¹**
MT Dept. of Health & Environ. Sciences
Solid & Hazardous Waste Bureau
Cogswell Building
UST Program
Helena, MT 59620
406-444-5970
- NC UST/LUST CONTACT¹**
NC Pollution Control Branch
Division of Environmental Management
Dept. of Envir. Health & Natural Resources
441 North Harrington Street
Raleigh, NC 27603
919-733-8486
- ND UST CONTACT¹**
ND Department of Health & Consolidated Lab.
Division of Waste Management
Box 5520
Bismarck, ND 58502-5520
701-328-5166
- NE UST CONTACT**
NE State Fire Marshal's Office
Flammable Liquid Storage
246 South 14th Street
Lincoln, NE 68508
402-471-9465
- LUST CONTACT**
NE Dept. of Environmental Control
LUST/ER Section
Box 98922
Lincoln, NE 68509-8922
402-471-4230
- NH UST/LUST CONTACT¹**
NH Dept. of Environmental Services
Oil Compliance Section
Groundwater Protection Bureau
6 Hazen Drive, P.O. Box 95
Concord, NH 03301
603-271-3644
- NJ UST/LUST CONTACT²**
NJ Dept. of Envir. Protection and Energy
Responsible Party Site Remediation
401 East State Street (CN-028)
Trenton, N. J. 08625-0028
609-984-3156
- NM UST/LUST CONTACT¹**
NM Environment Department
Underground Storage Tank Bureau
(P.O. Box 26110, 87504-0968)
1190 St. Francis Drive
Harold Runnels Building, Room N2150
Santa Fe, NM 87502
505-827-0188
- NV UST/LUST CONTACT¹**
NV Dept. of Conservation & Natural Res.
Division of Environmental Protection
Capitol Complex
333 W. Nye Lane
Carson City, NV 89710
702-687-5872

¹State has one person serving as both the UST and LUST contact.²State has one UST and one LUST contact; both have the same address and telephone number.

- NY UST/LUST CONTACT²**
 NY Dept. of Environmental Conservation
 Bulk Storage Section
 50 Wolf Road, Room 340
 Albany, NY 12233-3520
 518-457-4351
- OH UST/LUST CONTACT²**
 OH Department of Commerce
 8895 East Main Street
 P.O. Box 687
 Reynoldsburg, OH 43068
 614-752-7938
- OK UST/LUST CONTACT**
 OK Corporation Commission
 Fuel Storage Division
 Jim Thorpe Building
 2101 North Lincoln Blvd.
 Oklahoma City, OK 73105
 UST: 405-521-3107
 LUST: 405-521-6675
- OR UST CONTACT**
 OR Dept. of Environmental Quality
 USTs
 811 SW Sixth Avenue, 7th Floor
 Portland, OR 97204
 503-229-5774
- LUST CONTACT**
 OR Dept. of Environmental Quality
 UST Clean Up Program
 811 SW Sixth Avenue, 9th Floor
 Portland, OR 97204
 503-229-6642
- PA UST/LUST CONTACT²**
 PA Dept. of Environmental Resources
 Bureau of Water Quality Mgt.
 Storage Tank Program
 Market St. State Office
 Bldg. (MSSOB)
 400 Market Street, 10th Floor
 (P.O. Box 8762)
 Harrisburg, PA 17101-2301
 717-772-5599
- RI UST/LUST CONTACT¹**
 RI Dept. of Environmental Management
 Underground Storage Tank Section
 291 Promenade St.
 Providence, RI 02908
 401-277-2234
- SC UST/LUST CONTACT**
 SC Dept. of Health and Environ. Control
 Ground-Water Protection Division
 2600 Bull Street
 Columbia, SC 29201
 UST: 803-734-5335
 LUST: 803-734-5331
- SD UST/LUST CONTACT¹**
 SD Dept. of Envir. & Natural Resources
 UST Program
 523 East Capitol
 Pierre, SD 57501
 605-773-3296
- TN UST/LUST CONTACT¹**
 TN Dept. of Environment & Conservation
 Division of USTs
 4th Floor, L&C Tower
 401 Church St.
 Nashville, TN 37243-1541
 615-532-0945
- TX UST/LUST CONTACT¹**
 TX Natural Resources Conserv. Commission
 Petroleum Storage Tank Division
 (P.O. Box 13087, 78711-3087)
 12118 North I-35
 Messenger Bldg.
 Austin, TX 78753
 512-239-2000
- UT UST/LUST CONTACT¹**
 UT Department of Envir.. Quality
 Bureau of Solid & Hazardous Waste
 Div. of Envir. Response & Remediation
 UST Branch
 168 North 1950 West, 1st Floor
 Salt Lake City, UT 84116
 801-536-4100
- VA UST CONTACT**
 Dept. of Envir.. Quality Response Program
 4951 Cox Road
 Glen Allen, VA 23060
 804-527-5189

¹State has one person serving as both the UST and LUST contact.

²State has one UST and one LUST contact; both have the same address and telephone number.

LUST CONTACT

Groundwater Mgmt. Program
4951 Cox Road
Glen Allen, VA 23060
804-527-5189

VT UST/LUST CONTACT¹
VT Dept. of Natural Resources
Underground Storage Tank Program
103 South Main Street, West Building
Waterbury, VT 05676
802-244-8702

WA UST/LUST CONTACT¹
WA Department of Ecology
P.O. Box 47655
Olympia, WA 98504-7655
UST: 206-407-7211
LUST: 206-407-7218

WI UST CONTACT
WI Dept. of Industry, Labor & Human Relations
Bureau of Petroleum Inspection & Fire Protection
(P.O. Box 7969)
201 East Washington Avenue
Madison, WI 53707
608-267-7605
LUST CONTACT
WI Department of Natural Resources
P.O. Box 7921
Madison, WI 53707-7921
608-267-7560

WV UST/LUST CONTACT²
WV Division of Envir. Protection
Office of Waste Management
UST/LUST Section
1356 Hansford Street
Charleston, WV 25301
304-558-6371

WY UST/LUST CONTACT¹
WY Dept. of Environmental Quality
Water Quality Division
Herschler Building, 4th Floor
122 West 25th Street
Cheyenne, WY 82002
307-777-7096

US TERRITORIES

AS UST/LUST CONTACT¹
AS Environmental Protection Agency
Office of the Governor
American Samoa Government
ATTN: UST/LUST Program
Pago Pago, American Samoa 96799
684-633-2304

CNMI UST/LUST CONTACT¹
Division of Environmental Quality
P.O. Box 1304, Dr. Torres Hospital
Commonwealth of Northern Mariana Islands
Saipan, MP 96950
607-234-6984

GU UST/LUST CONTACT¹
GU Environmental Protection Agency
IT&E
Harmon Plaza, Complex Unit D-107
130 Rojas Street
Harmon, Guam 96911
671-646-8863

PR UST/LUST CONTACT¹
Environmental Quality Board
P.O. Box 11488
Commonwealth of Puerto Rico
Sanurce, Puerto Rico 00910
809-767-8109

VI UST/LUST CONTACT¹
Div. of Envir. Protection
Dept. of Planning and Natural Resources
Nisky Center 231
45A Estate Nisky
Charlotte Amalie
St. Thomas, Virgin Islands 00802
809-774-3320

¹State has one person serving as both the UST and LUST contact.

²State has one UST and one LUST contact; both have the same address and telephone number.

APPENDIX B—LIST OF EPA REGIONAL OFFICES AND THE STATES IN EACH REGION

This appendix provides a list of EPA regional offices as initial contact points for information regarding federal regulations covering installations within the region's geographical boundaries:

EPA, REGION I

JFK Federal Building
Mailcode: HPU-1
Boston, MA 02203-2211

EPA, REGION II

Hazardous Waste
Programs Branch
290 Broadway
Mailcode: 2AWM-HSWPB
New York, NY 10007-1866

EPA, REGION III

841 Chestnut St. Building
Mailcode: 3HW63
Philadelphia, PA 19107

EPA, REGION IV

345 Courtland St., N.E.
Mailcode: 4WM-GWP-15
Atlanta, GA 30365

EPA, REGION V

77 West Jackson Blvd.
Mailcode: 5HRU-8J
Chicago, IL 60604

EPA, REGION VI

1445 Ross Avenue
Mailcode: 6H-A
Dallas, TX 75202-2733

EPA, REGION VII

WSTM
726 Minnesota Avenue
Kansas City, KS 66101

EPA, REGION VIII

999 18th Street
Mailcode: 8-HWM-WM
Denver, CO 80202-2466

EPA, REGION IX

75 Hawthorne Street
10th Floor, H-2-1
San Francisco, CA 94105

EPA, REGION X

1200 Sixth Avenue
Mailcode: WD-133
Seattle, WA 98101

REGION I	ME, VT, NH, MA, CT, AND RI
REGION II	NY, NJ, PR, AND VI
REGION III	PA, DE, MD, WV, VA, AND DC
REGION IV	KY, TN, NC, MS, AL, GA, SC, AND FL
REGION V	MN, WI, IL, MI, IN, AND OH
REGION VI	NM, OK, AR, LA, AND TX
REGION VII	NE, KS, MO, AND IA
REGION VIII	MT, WY, ND, SD, UT, AND CO
REGION IX	CA, NV, AZ, HI, GU, AS, AND CNMI
REGION X	WA, OR, ID, AND AK

Additional copies available from API Publications and Distribution:
(202) 682-8375

Information about API Publications, Programs and Services is
available on the World Wide Web at: <http://www.api.org>



**American
Petroleum
Institute**

1220 L Street, Northwest
Washington, D.C. 20005-4070
202-682-8000

Order No. A16155

ANEXO 9

CODIGO DE ESTACIONES DE SERVICIO AUTOMOTRICES Y MARÍTIMA (NFPA 30 A)

NFPA
30A

Código de Estaciones de Servicio Automotrices y Marítimas

Edición 1996

 **National Fire Protection
Association**
Organización Internacional de Códigos y Normas

 **Instituto Argentino de
Normalización**



Copyright © 1996 NFPA, All rights Reserved

NFPA 30A

Código de Estaciones de Servicio

Automotrices y Marítimas

Edición 1996

Esta edición de la norma NFPA 30A, *Código de Estaciones de Servicio Automotrices y Marítimas*, fue preparada por el Comité Técnico sobre Estaciones de Servicio Automotrices y Marítimas y aprobada por la National Fire Protection Association, Inc., durante su reunión anual llevada a cabo entre el 20 y el 23 de mayo de 1996 en Boston MA. Fue publicada por el Consejo de Normas el 18 de julio de 1996, y entró en vigencia el 9 de Agosto de 1996, reemplazando a todas las ediciones anteriores.

Los cambios introducidos cuya naturaleza no es meramente editorial están señalados por medio de una línea vertical en el margen de las páginas en las cuales aparecen.

Este documento ha sido presentado para su aprobación ante ANSI.

Origen y desarrollo de la norma NFPA 30A

Este código tuvo su origen en el Capítulo 7 de la norma NFPA 30, *Código de Líquidos Inflamables y Combustibles*, y fue desarrollado por el comité Técnico sobre Líquidos Inflamables y Combustibles de manera de proporcionar requisitos más detallados para las estaciones de servicio y para anticipar la necesidad de tratar las estaciones autoservicio y los combustibles alternativos. Fue adoptado por primera vez en 1984. La segunda edición, adoptada en 1998, reconoció las estaciones autoservicio sin personal, y una tercera edición, adoptada en 1990, incorporó los requisitos para las instalaciones dedicadas exclusivamente a los lubricantes.

La cuarta edición, adoptada en 1993, incorporó varias modificaciones relevantes. Entre las más importantes está la decisión de permitir la existencia de tanques de almacenamiento de combustible por encima del nivel del terreno en las estaciones de servicio minoristas, basada en una Enmienda Interina Tentativa efectuada sobre la edición de 1990.

Esta quinta edición de la norma NFPA 30A incluye las siguientes importantes modificaciones:

- Aumento del almacenamiento máximo admisible por encima del nivel del terreno para los líquidos Clase II (es decir, combustibles diesel) en las operaciones de carga para flotas vehiculares a 20.000 galones por tanque, con una capacidad máxima acumulada de 80.000 galones.
- Se agregó un nuevo capítulo - Capítulo 10- que proporciona requisitos para la seguridad contra incendio correspondientes a las estaciones de servicio marítimas, incluyendo las prácticas para el despacho de combustible.
- Requisitos más específicos para la instalación y funcionamiento de la válvula de corte de emergencia en la base del surtidor de combustible.
- Nueva Sección 3-8.

Comité Técnico de Estaciones de Servicio Automotrices y Marítimas

Wade schaefer, Presidente
State Fire Marshal's Office, MI
Rep. Fire Marshals Assn. of North America

Thomas M. Bazzolo, Connecticut Fire Marshal's Office, CT
E. Joseph Bocci, U.S. Dept. of the Interior, DC
Mel Cosgrove, Mobile Fire Dept., AL
Rep. Alabama Assn. of Fire Chiefs
John M. Cunningham, U.S. Environmental Protection Agency, DC
Sullivan D. Curran, Fiberglass Petroleum Tank & Pipe Inst., TX
Rep. Fiberglass Petroleum Tank & Pipe Inst.
Brian C. Donovan, Steel Tank Insurance Co., VT
Arthur C. Fink, Jr., Husky Corp., MO
Albert G. Gartatti, Inchape/ETL Testing Laboratories Inc., MN
Daniel T. Grace, Ansul Fire Protection, KY
Rep. Fire Equipment Mfrs. Assn., Inc.
John P. Hartmann, Hartmann Management Services, Inc., IL
Donald Hausz, All Out Fire Equipment Co., Inc., NY
Rep. Nat'l Assn. of Fire Equipment Distributors, Inc.
John P. Higgins, Mutual Service Office, Nj

Donald R. Hitchcock, Texaco Refining and Marketing Inc., TX
Rep. American Petroleum Inst.
Marshall A. Klein, Marshall A. Klein & Assoc., Inc., MD
Rep. Valvoline Instant Oil Change, Inc.
Donald L. Leininger, OPW Fueling Components, OH
Martin E. Magera, Underwriters Laboratories Inc., IL
Armin E. Mittermaier, Data Action, IN
Rep. Petroleum Marketers Assn. of America
Thaddeus A. Nosal, American Insurance Services Group, NY
Rep. American Insurance Services Group, Inc.
Michael C. Perkins, Oldcastle, Inc., TX
William E. Rehr, B.O.C.A. Int'l, Inc., IL
Robert N. Renkes, Petroleum Equipment Inst., OK
Howard J. Robbins, Joor Mfg. Inc., CA
John S. Robison, State Fire Marshal's Office, AL
Robert C. Schultz, Texas Commission on Fire Protection, TX
William M. Shaughnessy, Comm of MA Dept. of Pub Safety, MA
E. A. Talbott, Salt River Project, AZ

Suplentes

Tom Bendle, Jones & Frank Corp., NC
(Vot. Supl.)
Shari L. Duzac, Underwriters Laboratories Inc., IL
(Supl. de M. E. Magera)
Fred B. Goodnight, Amerex Corp., AL
(Supl. de D. T. Grace)
Patrick A. McLaughlin, McLaughlin & Assoc., CA
(Supl. de S. D. Curran)

Robert L. Murray, OPW Fueling Components, OH
(Supl. de D. L. Leininger)
Richard A. Powel, Autry Petroleum CO., GA
(Supl. de A. E. Mittermaier)
Richard Sharpe, Plasteel Inc., CA
(Supl. de H. J. Robbins)

Sin Voto

Donald M. Johnson, Walnut Creek, CA
(Miembro Emérito)

Robert P. Benedetti, Coordinador de NFPA

Esta lista contiene los nombres de los miembros al momento en que se votó sobre el texto de esta edición. Desde entonces pueden haber ocurrido cambios en el listado de miembros.

NOTA: El ser miembro de un Comité no implica en sí mismo el apoyo a la Asociación ni a ningún documento desarrollado por el Comité para el cual trabaja el miembro.

Alcance del Comité: Este Comité tendrá responsabilidad primaria sobre los documentos referidos a la protección contra incendio y los riesgos de explosión asociados con el almacenamiento, manipuleo y despacho de líquidos combustibles e inflamables en las estaciones de Servicio Automotrices y Marítimas, y sobre todas las actividades relacionadas, tales como la lubricación, reparaciones menores, ajustes, y trabajos de mantenimiento rutinario.

CONTENIDOS

Capítulo 1 – Requisitos generales

- 1-1 Alcance y Aplicación
- 1-2 Definiciones
- 1-3 Retroactividad
- 1-4 Equivalencia

Capítulo 2 – Almacenamiento

- 2-1 Requisitos generales
- 2-2 Recintos especiales
- 2-3 Interior de las construcciones
- 2-4 Tanques de almacenamiento de las estaciones de servicio ubicados por encima del nivel del terreno

Capítulo 3 – Tuberías, válvulas y accesorios

- 3-1 Generalidades
- 3-2 Corrientes vagabundas
- 3-3 Ubicación
- 3-4 Válvulas de cierre
- 3-5 Ensayos posteriores a la instalación
- 3-6 Identificación de las tuberías
- 3-7 Protección contra exceso de presión
- 3-8 Materiales de bajo punto de fusión

Capítulo 4 – Sistema de despacho de combustible

- 4.1 Ubicación de los dispositivos surtidores y de los interruptores eléctricos de emergencia
- 4.2 Dispositivos surtidores de combustible
- 4.3 Sistemas de bombeo remoto
- 4.4 Sistemas de recuperación de vapor
- 4.5 Sistemas de procesamiento de vapor

Capítulo 5 – Fosas y áreas de trabajo por debajo del nivel del terreno y por debajo del nivel de piso**Capítulo 6 – Estaciones de servicio ubicadas dentro de un edificio**

- 6.1 Generalidades
- 6.2 Área de despacho
- 6.3 Ventilación
- 6.4 Tuberías
- 6.5 Sistemas de drenaje

Capítulo 7 – Equipos eléctricos

- 7-1 Alcance
- 7-2 Requisitos generales
- 7-3 Instalación en ubicaciones clasificadas

Capítulo 8 – Aparatos que generan calor**Capítulo 9 – Requisitos operativos**

- 9-1 Boquillas para el despacho de combustible
- 9-2 Despacho en recipientes portátiles
- 9-3 Atención o supervisión del despacho
- 9-4 Estaciones autoservicio atendidas
- 9-5 Estaciones autoservicio no atendidas
- 9-6 Drenaje y eliminación de residuos
- 9-7 Fuentes de ignición
- 9-8 Control de incendios
- 9-9 Señales

Capítulo 10 – Estaciones de servicio marítimas

- 10-1 Alcance
- 10-2 Almacenamiento
- 10-3 Sistemas de tuberías
- 10-4 Dispositivos para el despacho de combustible
- 10-5 [RESERVADO]
- 10-6 Fuentes de ignición
- 10-7 Puesta a tierra / Continuidad eléctrica (equipotencialización)
- 10-8 Control de incendios
- 10-9 Tanques portátiles y recipientes
- 10-10 Instalaciones para el despacho de combustible desde camiones tanque
- 10-11 Generalidades

Capítulo 11 – Publicaciones de referencia**Apéndice A – Material explicativo.****Apéndice B – Líquidos combustibles e inflamables típicamente presentes en las estaciones de servicio****Apéndice C – Publicaciones de referencia****Apéndice D – Definiciones en orden alfabético**

Norma NFPA 30A

Código de Estaciones de Servicio

Automotrices y Marítimas

Edición 1996

NOTA: Un asterisco (*) inmediatamente detrás del número o letra que identifica a un párrafo indica que el Apéndice A contiene material explicativo sobre dicho párrafo. En el Capítulo 11 y en el Apéndice C encontrará información sobre las publicaciones de referencia.

Prefacio

Se recomienda utilizar este código, conocido como *Código de Estaciones de Servicio Automotrices y Marítimas*, como base de la legislación. Su contenido ha sido diseñado con la intención de reducir los riesgos a un grado consistente con un nivel de seguridad pública razonable, sin interferir indebidamente con la comodidad y necesidad pública que exige el empleo de líquidos inflamables y combustibles. Por lo tanto, el cumplir con este código no elimina totalmente todos los riesgos asociados con el uso de líquidos inflamables y combustibles.

Ver el *Manual del Código de Líquidos Inflamables y Combustibles* para información adicional sobre este punto.

Capítulo 1 Requisitos Generales

1-1 Alcance y aplicación.

1-1.1 Este código se aplicará a las estaciones de servicio para vehículos automotores, estaciones de servicio marítimas, estaciones de servicio ubicadas dentro de construcciones, y estaciones de servicio para flotas vehiculares.

1-1.2 Este código no se aplicará a aquellas estaciones de servicio, ni a aquellas partes de las estaciones de servicio, en donde se despache gas licuado de petróleo, gas natural licuado o gas natural comprimido. [Ver la norma NFPA 58, *Norma para el Almacenamiento y Manejo de Gas Licuado de Petróleo*, y la norma NFPA 52, *Norma para Sistemas vehiculares de Combustible a base de Gas Natural Comprimido (GNC)*].

1-1.3 Este código no se aplicará a las instalaciones de carga de combustible en lugares apartados, empleadas para surtir grandes vehículos y maquinarias fuera de ruta usados en la industria de la construcción o en operaciones de movimiento de tierra.

1-1.4 También se hará referencia a la norma NFPA 302, *Norma de Protección contra Incendios de Embarcaciones Comerciales y de Recreación*, en lo referente a las precauciones de seguridad en el momento de cargar combustible en las estaciones de servicio marítimas; a la norma NFPA 303, *Norma de Protección contra Incendios de Dársenas y Amarraderos*, en lo referente a los requisitos adicionales aplicables a las estaciones de ser-

vicio marítimas; y a la norma NFPA 88B, *Norma para Talleres Mecánicos*, en lo relativo a los requisitos adicionales para los talleres mecánicos para automóviles.

1-2 Definiciones.

Nota: Las definiciones a continuación se incluyen en el mismo orden en que figuran en el original en inglés. En el apéndice D estas definiciones se hallan ordenadas alfabéticamente.

Tanque de almacenamiento por encima del nivel del terreno. Tanque horizontal o vertical listado y diseñado para instalaciones fijas, sin relleno de respaldo, ubicado por encima del nivel del terreno o por debajo del nivel del terreno, usado en conformidad con los alcances de su listado o aprobación.

Aprobado.* Aceptable para la autoridad competente.

Autoridad competente.* Organización, oficina o individuo responsable de la aprobación de los equipos, instalaciones o procedimientos.

Sótano. Planta de un edificio o construcción que posee la mitad o más de su altura por debajo del nivel del terreno y a la cual el acceso a los fines del combate de incendio está indebidamente restringido.

Terminal o planta de carga a granel. Parte de una propiedad en la cual se reciben los líquidos por medio de buques tanque, tuberías, camiones cisterna o vehículos cisterna, y en donde se almacenan o mezclan a granel con el fin de distribuir dichos líquidos mediante buques tanque, tuberías, camiones cisterna, vehículos cisterna, tanques portátiles o recipientes.

Recipiente cerrado. Recipiente que se adapta a la definición aquí incluida, sellado por medio de una tapa u otro dispositivo de manera que a temperaturas normales no permita el escape de líquido ni vapor.

Líquido combustible. Líquido cuyo punto de inflamación es igual o superior a 100°F (37,8°C).

Los líquidos combustibles se subclasificarán de la siguiente manera:

- (a) Líquidos Clase II: aquellos cuyos puntos de inflamación son iguales o superiores a 100°F (37,8°C) e inferiores a 140°F (60°C).
- (b) Líquidos Clase IIIA: aquellos cuyos puntos de inflamación son iguales o superiores a 140°F (69°C) e inferiores a 200°F (93°C).
- (c) Líquidos Clase IIIB: aquellos cuyos puntos de inflamación son iguales o superiores a 200°F (93°C)

(Ver el Apéndice B para información sobre los líquidos típicamente presentes en las estaciones de servicio).

Recipiente. Cualquier recipiente con capacidad igual o inferior a 60 galones Estadounidenses (227 L), empleado para el transporte o almacenamiento de líquidos.

Dispositivo surtidor, tipo aéreo.* Dispositivo surtidor consistente en una o más unidades individuales diseñadas para ser instaladas de manera conjunta, montados por encima de un área de despacho generalmente dentro de la estructura cubierta de la estación de servicio, y caracterizada por el empleo de un tambor aéreo para enrollar las mangueras.

Tanque resistente al fuego. Tanque ubicado por encima del nivel del terreno, listado, que proporciona protección resistente al fuego en caso de exposición a incendios de charcos líquidos de alta intensidad. (ver 2-4.5).

Líquido inflamable. Los líquidos que posean puntos de inflamación inferior a 100°F (37,8°C) y una presión de vapor que no supere los 40 psia (2068 mmHg) a 100°F (37,8°C) se denominarán líquidos Clase I.

Los líquidos Clase I se subclasificarán de la siguiente manera:

- (a) Líquidos Clase IA: líquidos cuyos puntos de inflamación son inferiores a 73°F (22,8°C), con puntos de ebullición inferiores a 100°F (37,8°C).
- (b) Líquidos Clase IB: líquidos cuyos puntos de inflamación son inferiores a 73°F (22,8°C), con puntos de ebullición iguales o superiores a 100°F (37,8°C).
- (c) Líquidos Clase IC: líquidos cuyos puntos de inflamación son iguales o superiores a 73°F (22,8°C) e inferiores a 100°F (37,8°C).

(Ver el Apéndice B para información sobre los líquidos típicamente presentes en las estaciones de servicio)

Estación de servicio para flotas vehiculares. Aquella parte de una propiedad comercial, industrial, gubernamental o fabril en la cual se almacenan líquidos empleados como combustible y en donde personas empleadas por estas organizaciones realizan la carga de los tanques de los vehículos afectados a sus operaciones.

Con sello. Equipos o materiales a los cuales se ha adherido un sello u otra marca de identificación de una organización aceptada por la autoridad competente y relacionada con la evaluación de productos o equipos, que realiza inspecciones periódicas a la producción de equipos y materiales que ostentan el sello, y a través de cuyo sello el fabricante muestra el cumplimiento con las normas apropiadas o que el equipo o producto se desempeña de un modo determinado.

Listado.* Equipo, materiales o servicios incluidos en una lista publicada por una organización aceptada por la autoridad competente, relacionada con la evaluación de los productos o servicios, que realiza inspecciones periódicas

de los equipos y materiales listados o evaluaciones periódicas de los servicios listados, y que en sus listas establece si los equipos, materiales o servicios están de acuerdo con las normas apropiadas o que han sido ensayados y encontrados aptos para un uso determinado.

Tanque portátil. Cualquier recipiente cerrado que posea una capacidad superior a 60 galones Estadounidenses (227L) que no haya sido diseñado para su instalación fija.

Bidón de seguridad. Recipiente autorizado de no más de 5 galones (18.9L) de capacidad, que posee una tapa de cierre a resorte y un cubrepico, diseñado para aliviar de manera segura la presión interna en caso de exposición al fuego.

Estaciones de servicio.

Estación de Servicio Automotriz. Aquella parte de una propiedad en la cual se almacenan líquidos empleados como combustible para motores y en donde se despachan dichos líquidos a partir de equipos fijos hacia los tanques de combustible de vehículos automotores o recipientes aprobados. Incluyen todas las instalaciones para la venta y reparación de cubiertas, baterías y accesorios. Esta designación también se aplicará a las construcciones, o a las partes de las construcciones, dedicadas a la lubricación, inspección y trabajos de reparación menores, tales como afinado y reparación de frenos. Se excluyen las reparaciones mayores, tales como chapa y pintura o reparación de paragolpes.

Estación de servicio marítima. Aquella parte de una propiedad en la cual se almacenan líquidos empleados como combustible y en donde se despachan dichos combustibles a partir de equipos ubicados en la costa, espigones, muelles o embarcaderos flotantes hacia los tanques de combustible de embarcaciones autopropulsadas. Incluyen todas las instalaciones usadas en conexión con estas operaciones.

Estación de servicio ubicada dentro de un edificio. Aquella parte de una estación de servicio ubicada dentro del perímetro de un edificio o de una estructura que también cuenta con áreas dedicadas a otros fines. La estación de servicio puede ser cerrada o estar parcialmente encerrada por los muros, pisos, cubiertas o particiones de la construcción, o bien puede estar abierta hacia el exterior. La expresión área de despacho hará referencia a la parte de la estación de servicio requerida para despachar los combustibles a los tanques de los vehículos a motor. Esta definición no incluye la carga de combustible en las operaciones de fabricación, montaje y ensayo.

Equipos para procesar vapores. Aquellos componentes de un sistema de tratamiento de vapor diseñados para procesar los vapores o líquidos capturados durante las operaciones de carga en las estaciones de servicio, plantas de carga a granel o terminales.

Sistema para procesar vapores. Sistema diseñado para captar y procesar los vapores desplazados durante las operaciones de carga en las estaciones de servicio, plantas de carga a granel o terminales mediante medios mecánicos y/o químicos. Ejemplos de ello son los sistemas que emplean ventiladores para captar los vapores y

los sistemas de refrigeración, absorción y combustión para procesar los vapores.

Sistema de recuperación de vapores. Sistema diseñado para captar y retener sin procesar los vapores desplazados durante las operaciones de carga en las estaciones de servicio, plantas de carga a granel o terminales. Ejemplos de ello son los sistemas que desplazan vapor por equilibrio de presiones y los sistemas sin procesamiento de vapor que emplean vacío.

Ventilación. De acuerdo con las especificaciones de este código, el objetivo de la ventilación es la prevención de incendios y explosiones. Se considera adecuada si es suficiente para impedir la acumulación de cantidades significativas de mezcla combustible-aire en concentraciones superiores a la cuarta parte del límite de inflamación inferior.

1-3 Retroactividad. Se considera que los requisitos incluidos en este documento son necesarios para proporcionar un nivel de protección razonable en relación con las pérdidas de vidas y bienes que podrían ocasionar los incendios y explosiones. Reflejan las situaciones y el estado de tecnología vigentes al momento de la publicación de esta norma.

A menos que se especifique lo contrario, no se espera que los requisitos de este documento se apliquen a instalaciones, equipos o estructuras existentes o cuya construcción hubiera sido aprobada antes de la fecha en la cual entró en vigencia, excepto en aquellos casos en los cuales la autoridad competente determine que la situación implica un claro riesgo para la vida o para las propiedades adyacentes.

1-4 Equivalencia. Ninguna de las cláusulas de este código está destinada a impedir el empleo de sistemas, métodos o requisitos cuya calidad, resistencia, resistencia al fuego, eficiencia, durabilidad o seguridad sean equivalentes o superiores a los prescritos en este código, siempre que se presente ante la autoridad competente la documentación técnica que demuestre esta equivalencia y que el sistema, método o dispositivo sea aprobado para los fines a los cuales se los destinará.

Capítulo 2 Almacenamiento

2-1 Requisitos generales.

2-1.1 Los líquidos se deberán almacenar en:

(a) Recipientes cerrados aprobados cuya capacidad no exceda los 60 galones (227L);

(b) Tanques en recintos especiales dentro de las construcciones, según lo descrito en la Sección 2-2;

(c) Tanques ubicados por encima del nivel del terreno que alimenten estaciones de servicio marítimas según lo descrito en 2-1.6;

(d) Tanques aprobados que formen parte de un sistema de despacho de combustible según lo descrito en 9-3.5;

(e) Tanques subterráneos según la Sección 2-4 de la norma NFPA 30, *Código de Líquidos Inflamables y Combustibles*;

(f) Tanques o recipientes ubicados dentro de las construcciones de las estaciones de servicio según lo dispuesto en 2-3.3 y 2-3.4; o

(g) Tanques de almacenamiento sobre el nivel del terreno ubicados en estaciones de servicio, con la aprobación de la autoridad competente de acuerdo con lo dispuesto en la Sección 2-4.

2-1.2 Las tuberías de venteo de los tanques para almacenamiento de gasolina deberán cumplir con los requisitos de la Norma NFPA 30, *Código de Líquidos Inflamables y Combustibles*, párrafos 2-4.5.1, 2-4.5.2 y 2-4.5.6 como sea aplicable sólo se permitirá su descarga hacia arriba, de manera de dispersar los vapores (*Ver también los párrafos 9-3.3, 9-3.4 y 9-3.5 de este código*).

2-1.3 Los aparatos empleados para despachar líquidos Clase I a los tanques de combustible de los vehículos automotores del público en general no deberán estar ubicados en una planta de carga a granel a menos que estén separados por medio de un vallado u otra barrera similar del área en la cual se efectúan las operaciones a granel. Los tanques sobre el nivel del terreno ubicados en una planta de carga a granel no deberán estar conectados mediante tuberías a los tanques de una estación de servicio.

2-1.4 Los líquidos Clase I no deberán ser almacenados ni manipulados dentro de una construcción que posea un sótano o fosa a la cual pudieran trasladarse los vapores inflamables, a menos que el área en cuestión posea una ventilación adecuada que impida la acumulación de dichos vapores en su interior.

2-1.5* Para detectar la presencia de posibles pérdidas en los tanques o tuberías se llevarán y reconciliarán registros diarios precisos del inventario de todos los tanques de almacenamiento para líquidos Clase I y combustibles diesel. Los registros se deberán guardar en el predio, o bien deberán estar disponibles para su inspección por parte de la autoridad competente dentro de las 24 horas posteriores a su solicitud verbal o escrita. Los registros deberán incluir, como mínimo, registros que indiquen para cada producto la reconciliación diaria entre ventas, uso, recepción e inventario disponible. Si para alguno de los productos existe más de un sistema consistente en un tanque(s) sirviendo a una bomba(s) o surtidor(es) inde-

pendiente, la reconciliación se deberá hacer por separado para cada uno de los sistemas del tanque.

2-1.6 Las bombas y tanques para la alimentación de estaciones de servicio marítimas que no formen parte integral del dispositivo surtidor se deberán instalar sobre la

costa o sobre un muelle de tipo macizo, a excepción de lo dispuesto en los apartados (a) y (b).

(a) Si su ubicación en la costa requiriera tuberías de alimentación a los surtidores excesivamente largas, estará permitido que los tanques se ubiquen sobre un muelle, siempre que se cumplan las especificaciones pertinentes de la Norma NFPA 30, Código de Líquidos Inflamables y Combustibles, Capítulo 2, en todo lo referente a distancias, endicamientos y tuberías, y el Capítulo 5, Tabla 5-9.3, en cuanto a la clasificación eléctrica. La capacidad acumulada almacenada de este modo no superará los 1100 galones (4164L).

(b) Estará permitido que los tanques costeros para la alimentación de estaciones de servicio marítimas estén ubicados por encima del nivel del terreno en caso que la existencia de formaciones rocosas o la altura de las tablas de crecidas impida la instalación de tanques por debajo del mismo. (*Ver también la Sección 2-4*).

2-1.7 Cuando haya tanques ubicados a una altura tal que exista carga gravitatoria sobre el dispositivo surtidor, la salida del tanque deberá estar equipada con un dispositivo, tal como una válvula solenoide, ubicada adyacente y aguas abajo de la válvula especificada en 2-3.8.1 de la Norma NFPA 30, Código de Líquidos Inflamables y Combustibles. Este dispositivo deberá estar instalado y regulado de manera de impedir que el líquido fluya desde el tanque por gravedad en caso de fallas en la tubería o manguera mientras el surtidor no está en uso.

2-2 Recintos especiales.

2-2.1 Si debido a limitaciones constructivas o del predio la instalación de tanques de acuerdo con las indicaciones de la Norma NFPA 30, Código de Líquidos Inflamables y Combustibles, Sección 2-4, resultara impracticable debido a las limitaciones del edificio o de la propiedad, se permitirá su instalación dentro de las construcciones siempre que los tanques estén encerrados de la manera descrita en 2-2.2 y cuenten con la expresa autorización de la autoridad competente.

2-2.2 Los recintos deberán ser herméticos a los líquidos y vapores, sin relleno. Los laterales, parte superior y piso de los recintos serán de hormigón armado de al menos 6 pulg. (15cm) de espesor; las aberturas para inspección se ubicarán exclusivamente en la parte superior. Las conexiones del tanque deberán estar conducidas o encerradas de modo que no se produzcan escapes de líquido o vapor hacia el recinto cerrado. Se deberán proporcionar los medios necesarios para permitir el empleo de equipos portá-

tiles para descargar hacia el exterior el líquido o vapor que pudiera acumularse en caso de pérdidas.

2-2.3 En las estaciones de servicio para vehículos automotores conectadas con los estacionamientos de grandes construcciones de uso comercial, mercantil o residencial, la capacidad individual de los tanques para líquidos Clase I instalados de acuerdo con 2-2.2 no deberá exceder los 6000 galones (22.710L), mientras que la capacidad acumulada no deberá superar los 18.000 galones (68.130L).

2-3 Interior de las construcciones.

2-3.1 A excepción del almacenamiento en tanques según lo dispuesto en la Sección 2-2, no se almacenarán líquidos Clase I dentro de las construcciones de las estaciones de servicio, excepto en recipientes cerrados cuya capacidad acumulada no supere los 120 galones (454.2L). Se permitirá un recipiente cuya capacidad no exceda los 60 galones (227L) equipado con una bomba listada.

2-3.2 Se podrán transferir líquidos Clase I de un recipiente a otro en las salas de lubricación o de mantenimiento de las estaciones de servicio siempre que las instalaciones eléctricas cumplan con lo dispuesto en el Capítulo 7 y que los equipos de calefacción existentes cumplan con los requisitos del Capítulo 8. Ver la Sección 9-7 para otras posibles fuentes de ignición.

2-3.3 Se permitirá el almacenamiento y despacho de líquidos Clase II y Clase IIIA dentro de las construcciones de las estaciones de servicio, siempre que se haga a partir de tanques aprobados de no más de 120 galones (454L) para cada clase y no más de 240 galones (908L) de capacidad acumulada.

2-3.4 Se permitirá el almacenamiento y despacho de líquidos Clase IIIB dentro de las construcciones de las estaciones de servicio, siempre que se haga a partir de tanques y recipientes que cumplan con los requisitos de las Secciones 2-2 y 2-4 de la Norma NFPA 30, Código de Líquidos Inflamables y Combustibles. El contenido de los tanques y recipientes que contengan exclusivamente líquidos drenados del cárter de los vehículos automotores se considerará líquido Clase IIIB.

2-3.4.1 Se permitirá ubicar los tanques de almacenamiento de líquidos clase IIIB dentro de las construcciones de las estaciones de servicio, ya sea a nivel del terreno o bien por debajo o por encima del mismo, siempre que se proporcione un adecuado drenaje o contención.

2-4 Tanques de almacenamiento de las estaciones de servicio ubicados por encima del nivel del terreno.

2-4.1* A excepción de las modificaciones incluidas en esta sección, los tanques de almacenamiento ubicados por encima del nivel del terreno deberán cumplir con los requisitos pertinentes de los Capítulos 2 y 3 de la Norma

NFPA 30, Código de Líquidos Inflamables y Combustibles.

2-4.1.1 Sólo se deberán emplear tanques de almacenamiento ubicados por encima del nivel del terreno. Los tanques diseñados y construidos para su instalación subterránea no se instalarán para uso por encima del nivel del terreno.

2-4.2 Ubicación y capacidad de los tanques.

2-4.2.1 En cada predio la capacidad individual de los tanques de almacenamiento para líquidos Clase I y Clase II se deberá limitar a un máximo de 12.000 galones (45.600L), mientras que la capacidad acumulada no deberá superar los 40.000 galones (152.000L). La capacidad individual de los tanques de almacenamiento para líquidos Clase II y Clase IIIA en las estaciones de servicio para flotas vehiculares se deberá limitar a un máximo de 20.000 galones (76.000L), y su capacidad acumulada no deberá exceder los 80.000 galones (304.000L).

2-4.2.2 Los tanques se deberán ubicar al menos a:

- (a) 50 pies (15m) desde la construcción importante más próxima dentro de la misma propiedad;
- (b) 50 pies (15m) desde cualquier surtidor de combustible;
- (c) 50 pies (15m) desde el borde de la vía pública más cercana; y
- (d) 100 pies (30m) desde cualquier línea de propiedad sobre el cual existan construcciones o sobre el cual se pueda llegar a construir, incluyendo el lado opuesto de una vía pública.

Excepción No. 1: Todas estas distancias se podrán reducir en un 50 por ciento si los tanques son resistentes al fuego, de acuerdo con la definición dada en la Sección 1-2, o si dichos tanques están instalados dentro de bóvedas que cumplen con 2-4.4.

Excepción No. 2: En las instalaciones comerciales, industriales, gubernamentales o fabriles en las cuales los tanques estén destinados para abastecer de combustible a los vehículos empleados en relación con el funcionamiento de dichas instalaciones no será necesario respetar la distancia mínima establecida en 2-4.2.2(b) si los tanques son resistentes al fuego, de acuerdo con la definición dada en la Sección 1-2, o si dichos tanques están instalados dentro de bóvedas que cumplen con 2-4.4.

2-4.3 Control de derrames.

Se deberá proporcionar un control de derrames que cumpla con 2-3.4 de la Norma NFPA 30, Código de Líquidos Inflamables y Combustibles.

Excepción: No es necesario que los tanques instalados dentro de bóvedas que cumplen con 2-4.4 de este código cumplan con este requisito.

2-4.4 Bóvedas. Las bóvedas podrán estar por encima o por debajo del nivel del terreno. Las bóvedas deberán cumplir con los siguientes requisitos:

(a) La bóveda deberá encerrar completamente a cada uno de los tanques. No deberá haber aberturas en la bóveda, excepto aquellas necesarias para el acceso, inspección, llenado, vaciado y venteo del tanque. Los muros y piso de la bóveda deberán ser de hormigón armado de al menos 6 pulg. (15cm) de espesor. La parte superior de las bóvedas ubicadas por encima del nivel del terreno se deberá construir con materiales no combustibles y deberá estar diseñada de manera de ser menos resistente que los muros de la bóveda; de este modo se garantizará que el empuje provocado por una explosión que pudiera ocurrir dentro de la bóveda se dirigirá hacia arriba antes que se desarrollen presiones significativas dentro de la bóveda. La parte superior de las bóvedas ubicadas a nivel del terreno o por encima del mismo se deberán diseñar de modo de poder aliviar o contener de manera segura la fuerza de cualquier explosión que pudiera producirse dentro de ésta. La parte superior y el piso de las bóvedas y las fundaciones de los tanques deberán diseñarse para soportar las cargas previstas, incluyendo las cargas provocadas por el tránsito vehicular si resultara pertinente. Los muros y el piso de las bóvedas instaladas debajo del nivel del terreno deberán diseñarse para soportar los empujes del suelo y las cargas hidrostáticas previstas. Las bóvedas serán herméticas a los líquidos y no habrá relleno alrededor del tanque. Deberá haber suficiente espacio entre el tanque y la bóveda para permitir la inspección del tanque y sus accesorios.

(b) Todas las bóvedas y sus respectivos tanques deberán estar correctamente anclados de manera de soportar las el empuje hacia arriba provocado por el agua subterránea o por las inundaciones, aún cuando los tanques estén vacíos.

(c) Las bóvedas deberán diseñarse resistentes a las cargas de viento y a las cargas sísmicas, de acuerdo con las buenas prácticas de la ingeniería. Las bóvedas deberán ser resistentes a los daños ocasionados por el posible impacto de un vehículo automotor. Caso contrario se deberán instalar barreras antichoque apropiadas.

(d) Cada tanque estará encerrado dentro de su propia bóveda. Las bóvedas adyacentes podrán compartir un muro común.

(e) Se deberán instalar conexiones que permitan el venteo de cada bóveda, de manera de asegurar la disolución, dispersión y eliminación de vapores antes del ingreso del personal.

(f) Las bóvedas que alberguen tanques de almacenamiento para líquidos Clase I deberán estar provistas de una ventilación continua de al menos 1 pie³ por minuto por pie² (0.3 m³ por min. por m²) de superficie de piso, pero nunca inferior a 150 pie³ por minuto (4m³ por min.). En caso de falla del flujo de aire de escape, el sistema de despacho de combustible se deberá cerrar automáticamente. El sistema de escape deberá estar diseñado de modo que exista desplazamiento de aire a través de todo el piso de la bóveda. Los conductos de alimentación y escape deberán terminar al menos 3 pulg. (7,6cm) por

encima del nivel de piso, pero a no más de 12 pulg. (30,5cm) del mismo. El sistema de escape se instalará de acuerdo con los requisitos de la norma NFPA 91, *Norma para los Sistemas de Eliminación de Aire con Transporte de Materiales*. Se deberán proporcionar los medios necesarios para la detección automática de vapores inflamables y para el cierre automático del sistema de despacho en caso de detectar la presencia de dichos vapores dentro del conducto de escape con una concentración del 25 por ciento del límite de inflamación inferior.

(g) Todas las bóvedas deberán estar equipadas con un sistema de detección capaz de detectar la presencia de líquidos, incluyendo el agua, y de activar una alarma.

(h) Se deberán proporcionar los medios necesarios para recuperar los líquidos de la bóveda. Si para este propósito se emplea una bomba, dicha bomba no se deberá instalar en la bóveda de manera permanente. Las bombas eléctricas portátiles serán apropiadas para usar en ubicaciones Clase I, División 1, de acuerdo con la definición dada en la norma NFPA 70, *Código Eléctrico Nacional*®.

(i) Las tuberías de venteo instaladas para el venteo normal de los tanques terminarán como mínimo 12 pies (3,6m) por encima del nivel del piso.

(j) Las tuberías de venteo de emergencia deberán ser herméticas al vapor, y se permitirá su descarga dentro de la bóveda. No se permitirán las tapas de entrada de hombre con bulones largos para ingreso de personal.

(k) Cada bóveda deberá contar con medios para el acceso del personal. En cada una de las bocas de acceso se deberá instalar una señal de advertencia que indique la necesidad de emplear procedimientos de seguridad para ingresar a los espacios confinados. Todas las bocas de acceso deberán asegurarse contra el ingreso de personas no autorizadas y el vandalismo.

(l) Cada bóveda deberá estar provista de los medios adecuados para permitir el ingreso de un agente extintor de incendios.

(m) El interior de cualquier bóveda que albergue un tanque de almacenamiento de líquidos Clase I se deberá designar ubicación Clase I, División 1, de acuerdo con la definición dada en la norma NFPA 70, *Código Eléctrico Nacional*®.

2-4.5* Tanques resistentes al fuego. Los tanques resistentes al fuego deberán estar listados para el uso que se les dará, y deberán cumplir con las siguientes disposiciones:

(a) La construcción que proporciona la protección contra el fuego requerida deberá impedir la descarga de líquidos, fallas del tanque primario, fallas de la estructura portante y daños en el venteo durante un período no inferior a 2 horas al ser ensayado bajo condiciones que simulen un incendio de charco de líquido de alta intensidad, como el descrito en la norma UL 2085, *Norma para Tanques Aislados para Líquidos Inflamables y Combustibles Ubicados sobre el Nivel del Terreno*, o procedimiento de ensayo equivalente.

(b) No deberá haber aberturas excepto aquellas necesarias para el acceso, inspección, llenado, vaciado y venteo del tanque. Todas las aberturas deberán estar ubicadas en la parte superior del tanque.

(c) Todos los tanques resistentes al fuego deberán estar correctamente anclados de manera de soportar el empuje hacia arriba ocasionadas por el agua subterránea o las inundaciones, aún cuando los tanques estén vacíos.

(d) Todos los tanques resistentes al fuego deberán ser resistentes a los daños ocasionados por el impacto de un vehículo automotor o deberán estar protegidos mediante barreras antichoque apropiadas.

(e) Las tuberías de venteo instaladas para el venteo normal de los tanques deberán terminar como mínimo a 12 pies (3.6m) del nivel de piso.

(f) No se deberá usar el párrafo 2-3.6.7 de la Norma NFPA 30, *Código de Líquidos Inflamables y Combustibles*, para reducir el tamaño del conducto de venteo de emergencia.

2-4.6 Tuberías y equipos secundarios.

2-4.6.1 Se deberán proporcionar los medios necesarios para determinar el nivel del líquido dentro de cada uno de los tanques, y estos medios deberán estar disponibles para el operador que efectúa la entrega. Se deberán proporcionar los medios necesarios para que cuando el líquido alcance un nivel igual al 90 por ciento de la capacidad del tanque suene una alarma audible. También se deberá garantizar que el flujo de líquido que ingresa al tanque se cierre automáticamente si el nivel del líquido alcanza el 95 por ciento de la capacidad del tanque. Estas disposiciones no interferirán ni restringirán la correcta operación de los venteos, tanto los normales como los de emergencia.

2-4.6.2 No se deberá despachar combustible desde los tanques empleando flujo a gravedad ni presurización del tanque. Se deberán proporcionar los medios necesarios para impedir que el líquido escurra por flujo sifónico.

2-4.6.3 Cuando el tanque esté ubicado a una altura tal que exista carga gravitatoria sobre el dispositivo surtidor, la salida del tanque estará equipada con un dispositivo (tal como una válvula solenoide normalmente cerrada) adyacente y aguas abajo de la válvula de salida especificada en 2-3.8.1 de la Norma NFPA 30, *Código de Líquidos Inflamables y Combustibles*. Este dispositivo estará instalado y regulado de manera de impedir que el líquido fluya por gravedad desde el tanque al surtidor en caso de fallas en la tubería o manguera mientras el surtidor no está en uso.

2-4.6.4 Si se emplea un sistema de bomba sumergible se deberá instalar una válvula de cierre de emergencia en cada uno de los dispositivos surtidores, de acuerdo con 4-3.6.

2-4.6.5 Si se emplea un sistema surtidor tipo bomba de succión, debajo de cada uno de los surtidores se deberá colocar una válvula de cierre accionada por vacío listada,

con sección de cizallamiento, o bien una válvula equivalente.

Excepción: No es necesario que los tanques instalados en bóvedas ubicadas por debajo del nivel del terreno cumplan con este requisito.

2-4.6.6 Las válvulas de cierre y de retención deberán estar equipadas con un dispositivo para aliviar la presión generada por la expansión térmica en retroceso hacia el tanque.

2-4.6.7 Las tuberías deberán estar dispuestas de manera de minimizar su exposición a los daños físicos.

2-4.7 Protección física.

2-4.7.1 Los tanques que no estén dentro de bóvedas deberán estar encerrados por un cercado de cadena de al menos 6 pies (2m) de altura con eslabones. La distancia entre el cercado y los tanques deberá ser de al menos 10 pies (3m). El cercado deberá contar con una puerta de acceso, asegurada de manera de impedir el ingreso de personas no autorizadas. Los tanques ubicados por encima del nivel del terreno deberán ser resistentes a los daños ocasionados por el impacto de un vehículo o deberán estar protegidos mediante barreras antichoque apropiadas

Excepción: No es necesario colocar el cercado si la propiedad en la cual se encuentran los tanques ya cuenta con un vallado de seguridad perimetral.

2-4.7.2 El área dentro del cercado y dentro de cualquier dique se mantendrá libre de vegetación, desechos y demás materiales que no sean estrictamente necesarios para la correcta operación del tanque y del sistema de tuberías.

2-4.8 Protección contra la corrosión.

Todas las partes de un tanque o sus sistemas de tuberías que estén en contacto con el suelo se protegerán contra la corrosión, de acuerdo con las buenas prácticas de la ingeniería.

2-4.9 Operaciones de llenado de los tanques.

2-4.9.1 Las operaciones de entrega deberán cumplir con los requisitos aplicables de la norma NFPA 385, *Norma para Vehículos Tanque para Líquidos Inflamables y Combustibles*, y con los requisitos dados en 2-4.9.2 a 2-4.9.4.

2-4.9.2 El vehículo que efectúa la entrega deberá estar separado de cualquier tanque ubicado por encima del nivel del terreno al menos 25 pies (7.6m).

Excepción No. 1: No será necesario respetar las distancias mínimas si los tanques se llenan por gravedad.

Excepción No. 2: Estará permitido reducir la distancia mínima especificada a 15 pies (4.6m) si el combustible entregado no es un líquido Clase I.

2-4.9.3 No se comenzarán a llenar los tanques hasta el personal que efectúa la entrega haya determinado la capacidad disponible en los mismos.

2-4.9.4 Todos los tanques se deberán llenar a través de una conexión hermética a los líquidos. Cuando los tanques se llenen a través de tuberías fijas, se deberá instalar una válvula de retención y una válvula de cierre con acoplamiento rápido, o bien una válvula de retención y acoplamiento en seco, en el punto en el cual se produce la conexión y desconexión del tanque y el vehículo. Este dispositivo deberá estar protegido de manera de evitar su manoseo no autorizado y su daño físico.

Capítulo 3 Tuberías, válvulas y accesorios

3-1 Generalidades. El diseño, construcción, montaje, ensayo y operación e inspección del sistema de tuberías deberá cumplir con los requisitos de la Norma NFPA 30, Código de Líquidos Inflamables y Combustibles, Capítulo 3, excepto cuando la entrega de combustible se efectúa desde una estructura flotante, en cuyo caso se permitirá utilizar una longitud razonable de manguera flexible resistente a la acción de los líquidos del petróleo para conectar la tubería costera con la tubería de la estructura flotante, cuando la variación de la altura del agua con respecto a la costa así lo exigiera.

3-2 Corrientes vagabundas. Donde existan corrientes vagabundas excesivas, las tuberías para el manipuleo de líquidos Clase I y Clase II en las estaciones de servicio marítimas se deberán aislar eléctricamente de las tuberías costeras.

3-3 Ubicación. Las tuberías se deberán ubicar de manera que estén protegidas contra daños físicos.

3-4 Válvulas de cierre. En cada tubería se deberán instalar válvulas fácilmente accesibles para cerrar el paso de combustible proveniente de la costa. Estas válvulas se deberán ubicar en o cerca de la aproximación al muelle y en el extremo costero de cada una de las tuberías marítimas adyacentes al punto en el cual se conecta una manguera flexible.

3-5 Ensayos posteriores a la instalación. Una vez finalizada la instalación, incluso después de cualquier pavimentación, la sección del sistema de tuberías a presión ubicada entre el punto de descarga de la bomba y la conexión para el sistema de despacho se deberá ensayar al menos durante 30 minutos a la máxima presión de operación del sistema.

3-6* Identificación de tuberías Todas las tuberías usadas para llenar los tanques de almacenamiento se deberán identificar mediante un código de colores u otro sistema de marcación, de manera de identificar el producto para el cual se utilizan los tanques. El código de colores u otro sistema empleado se deberá mantener en estado legible

durante la totalidad de la vida útil de la instalación del tanque.

3-7 Protección contra exceso de presión. Las válvulas de cierre y de retención deberán estar equipadas con un dispositivo de alivio de presión que libere toda presión que pueda generarse por la expansión térmica del líquido contenido en los tanques en retroceso hacia los tanques de almacenamiento.

3-8 Materiales de bajo punto de fusión. En los sistemas de tuberías estará permitido emplear componentes fabricados con materiales de bajo punto de fusión, sin relleno, en los sumideros de los tanques subterráneos ubicados por debajo del nivel del terreno.

Capítulo 4 Sistema de despacho de combustible

4-1 Ubicación de los dispositivos surtidores y de los interruptores eléctricos de emergencia.

4-1.1 En las estaciones de servicio para vehículos automotores los surtidores se deberán ubicar de manera tal que todas las partes del vehículo a cargar se encuentren dentro del predio de la estación de servicio. Las aberturas debajo de los recintos cerrados deberán estar selladas para impedir el ingreso de los derrames a las zonas inferiores de las construcciones.

En las estaciones de servicio marítimas los surtidores se podrán ubicar sobre muelles abiertos, espigones, embarcaderos flotantes, sobre la costa o sobre muelles de tipo macizo y deberán estar separados de las demás estructuras de manera de proporcionar espacio para la entrada y salida segura de las embarcaciones que cargarán combustible. En todos los casos los surtidores deberán estar al menos a 20 pies (6m) de cualquier actividad que implique fuentes de ignición fijas. Los surtidores ubicados dentro de las construcciones deberán cumplir con el Capítulo 6.

4-1.2 Se deberá instalar un interruptor(es) o seccionador de circuito claramente identificado y fácilmente accesible en una ubicación alejada de los surtidores, incluyendo los sistemas de bombeo remotos, para interrumpir la alimentación eléctrica a todos los surtidores en caso de emergencia. (Ver 9-4.5 y 9-5.3 para los requisitos referidos a la correcta ubicación de los controles de emergencia).

4-2 Dispositivos surtidores de combustible.

4-2.1 Los líquidos Clase I y Clase II se deberán transferir desde los tanques por medio de bombas fijas diseñadas y equipadas para permitir el control del flujo y evitar pérdidas o descargas accidentales.

4-2.2 Los surtidores para líquidos Clase I deberán estar listados. Se permitirá la modificación de surtidores listados o con sello existentes siempre que las modificaciones introducidas sean "Listadas mediante Informe" por un

laboratorio de ensayo autorizado o aprobadas de alguna otra manera por la autoridad competente. Las propuestas de modificación deberán contener una descripción de los componentes empleados en la modificación y los métodos de instalación recomendados en cada uno de los surtidores a modificar. Estas propuestas deberán estar disponibles a pedido de la autoridad competente.

4-2.3 Se deberá proveer un control que permita que la bomba opere sólo cuando la boquilla se saque de su soporte o posición normal con respecto al surtidor y se active manualmente el interruptor del surtidor. Este control también deberá detener la bomba cuando todas las boquillas se hayan colocado nuevamente en su soporte o en su posición normal de no despacho.

4-2.4 No se deberán despachar líquidos aplicando presión a los tambores, barriles y recipientes similares. Se deberán emplear bombas listadas que succionen a través de la parte superior del recipiente o grifos listados con mecanismo autocerrante.

4-2.5 Los surtidores, excepto aquellos montados sobre los propios recipientes, deberán estar montados sobre una isla de hormigón o protegidos contra daños por choques mediante otros medios adecuados. Además, deberán estar correctamente anclados por medio de bulones. Si los surtidores se encuentran dentro de un edificio, se cuidará de ubicarlos en una posición tal que no puedan ser golpeados por un vehículo fuera de control descendiendo una rampa u otra pendiente. La instalación se deberá hacer de acuerdo con las instrucciones del fabricante.

4-2.6 Para el despacho de combustible se deberán usar mangueras y accesorios listados. En las estaciones de servicio para vehículos automotores la longitud de las mangueras no deberá ser mayor que 18 pies (5.5m). En las estaciones de servicio marítimas, si la longitud de las mangueras supera los 18 pies (5.5m), se las deberá asegurar de manera de protegerlas contra posibles daños.

4-2.7 En todas las mangueras empleadas para despachar líquidos Clase I se deberá proveer un dispositivo de emergencia contra el arrancamiento diseñado para retener líquido a ambos lados del punto de separación. Estos dispositivos se deberán instalar y mantener de acuerdo con las instrucciones del fabricante.

Si las mangueras están conectadas a un mecanismo para su recuperación, el dispositivo de emergencia contra arrancamiento se deberá instalar entre el punto donde el mecanismo de recuperación se conecta a la manguera y a la válvula de la boquilla de la manguera.

Excepción: En las estaciones de servicio marítimas no se exigirá el empleo de estos dispositivos.

4-2.8 Los surtidores empleados para llenar recipientes portátiles con combustibles empleados para calefacción domiciliaria deberán estar ubicados a una distancia no inferior a 20 pies (6m) de todos los surtidores de líquidos Clase I. Los surtidores de gas licuado de petróleo (GLP),

gas natural licuado (GNL) y gas natural comprimido (GNC) también se deberán ubicar por lo menos a 20 pies (6m) de todos los surtidores de líquidos Clase I.

4-2.9 Cuando sea necesario efectuar operaciones de mantenimiento en un dispositivo surtidor de líquidos Clase I, y si dichas operaciones pudieran permitir el escape accidental o la ignición del líquido, antes de iniciar el mantenimiento se deberán observar las siguientes precauciones:

- (a) El trabajo sólo será efectuado por personal capacitado.
- (b) Toda la alimentación eléctrica de los surtidores, de la bomba que alimenta los surtidores y de todos los circuitos de control asociados se deberá cerrar desde el tablero de desconexión eléctrica principal.
- (c) En caso de existir, se deberá cerrar la válvula de cierre de emergencia del surtidor.
- (d) Se deberá impedir que el tráfico vehicular y las personas no autorizadas se acerquen a menos de 20 pies (6m) del dispositivo surtidor.

4-3 Sistemas de bombeo remoto.

4-3.1 Esta sección se deberá aplicar a los sistemas de despacho de líquidos Clase I y Clase II en los cuales los líquidos son transferidos desde los tanques de almacenamiento hacia los surtidores individuales o múltiples por medio de bombas ubicadas fuera de los surtidores.

4-3.2 Las bombas deberán estar listadas y diseñadas o equipadas de manera que ninguna parte del sistema esté sometida a presiones superiores a su presión de trabajo admisible.

4-3.3 Todas las bombas deberán tener instalado del lado de la descarga un dispositivo listado para detectar pérdidas. Este dispositivo indicará si las tuberías y surtidores no son esencialmente herméticas a los líquidos. Todos los dispositivos de detección de pérdidas se deberán controlar y ensayar al menos una vez al año, de acuerdo con las especificaciones del fabricante, de manera de garantizar su correcta instalación y operación.

4-3.4 Las bombas instaladas por encima del nivel del terreno, fuera de las construcciones, se deberán ubicar a no menos de 10 pies (3m) de los límites de las propiedades linderas en las cuales se pueda construir, y a no menos de 5 pies (1,5m) de las aberturas de cualquier construcción. Si no fuera posible ubicar las bombas al aire libre, se permitirá la instalación de las bombas dentro de las construcciones, siguiendo las especificaciones dadas para los surtidores en la Sección 4-1 o dentro de fosas que cumplan con lo establecido en la Sección 4-3.5. Las bombas deberán estar correctamente ancladas y protegidas contra los daños físicos.

4-3.5 Las fosas para las bombas subterráneas o para los múltiples de cañerías de las bombas sumergibles deberán resistir las cargas externas a la cuales pudieran estar sujetas sin que resulten dañadas las bombas, tanques o tuberías. Las dimensiones de la fosa no deberán exceder aquellas necesarias para su inspección y mantenimiento. Cada fosa deberá tener una cubierta fijada.

4-3.6 En todas las líneas de alimentación, en la base de cada uno de los surtidores individuales tipo "isla" o a la entrada de cada uno de los surtidores aéreos, se deberá instalar una válvula automática de cierre de emergencia rigidamente anclada, listada, de acuerdo con las indicaciones del fabricante. Esta válvula tendrá incorporado un fusible u otro dispositivo de accionamiento térmico que cierre la válvula en caso de exposición a incendios. Esta válvula también deberá incorporar un mecanismo para cerrarla en caso de fuertes impactos o desplazamientos del surtidor. Si la válvula está equipada con una sección de cizallamiento, deberá estar rigidamente anclada para que esta sección pueda funcionar correctamente. No se deberán emplear válvulas de cierre de emergencia con junta deslizante. El mecanismo de cierre automático de estas válvulas se controlará en el momento de su instalación inicial. Posteriormente los controles se harán al menos una vez al año, disparando manualmente la articulación que la mantiene abierta.

4-3.7 La tubería de retorno de vapor dentro del surtidor tendrá una sección de cizallamiento o un conector flexible para permitir que la válvula de cierre de emergencia funcione según lo descrito en 4-3.6.

4-4 Sistemas de recuperación de vapor.

4-4.1 Todos los dispositivos surtidores que posean sistemas de recuperación de vapor deberán estar listados.

4-4.2 Las válvulas de las boquillas de las mangueras empleadas en los sistemas de recuperación de vapor deberán estar listadas.

4-4.3 En el trayecto de retorno del vapor desde cada una de las bocas de despacho se deberán proporcionar los medios necesarios para impedir la descarga de vapores mientras la válvula de la boquilla se encuentra en su posición normal de no despacho.

4-5 Sistemas de procesamiento de vapor.

4-5.1 Los componentes de los sistemas de procesamiento de vapor consistentes en válvulas de las boquillas de las mangueras, ventiladores o bombas de vacío, arrestallamas o sistemas para impedir la propagación de las llamas, controles y equipos para el procesamiento del vapor deberán estar individualmente listados para el uso específico que se les dará.

4-5.2 Los surtidores que se empleen con un sistema de procesamiento de vapor deberán estar listados. Se permitirá la modificación de los surtidores existentes listados o

con sello para su empleo con sistemas de procesamiento de vapor, siempre que las modificaciones sean "Listadas mediante Informe" de acuerdo a lo especificado en 4-2.2.

4-5.3 En el trayecto de retorno del vapor desde cada una de las bocas de despacho se deberán proporcionar los medios necesarios para evitar la descarga de vapores mientras la válvula de la boquilla se encuentre en su posición normal de no despacho.

4-5.4 No se deberán utilizar sistemas de procesamiento de vapor que empleen sopladores, a menos que el sistema esté diseñado para impedir que las llamas se propaguen a través de las tuberías, equipos de tratamiento y tanques.

4-5.5 Si se prevé la posibilidad de que bajo condiciones normales de operación un componente contenga una mezcla combustible-aire inflamable, y que su falla ocasionaría la ignición de la mezcla, este componente deberá estar diseñado de manera de poder soportar una explosión interna sin fallas hacia el exterior.

4-5.6 Los equipos para el procesamiento de vapor se deberán ubicar fuera de los edificios, y a una distancia mínima de 10 pies (3m) de los límites de las propiedades linderas sobre las cuales se pueda construir, con las excepciones dispuestas en 4-5.7. La distancia mínima entre los equipos para el procesamiento de vapor y los dispositivos surtidores será de 20 pies (6m). Los equipos de procesamiento deberán estar protegidos contra el daño físico mediante guardarrails, cordones o cercados.

4-5.7 Cuando sea imposible lograr la distancia mínima a los límites de las propiedades linderas de acuerdo con lo establecido en 4-5.6, se deberán proporcionar los medios necesarios para evitar que los equipos para el procesamiento de vapor estén expuestos al fuego. Dichos medios podrán incluir muros de protección que se extiendan al menos 18 pulg. (45,7 cm) por encima de los equipos, contruidos de materiales resistentes al fuego o incombustibles; instalación en espacios por debajo del nivel del terreno; o protección mediante sistemas rociadores de agua autorizados. Si se emplean muros de protección o espacios por debajo del nivel del terreno se deberán proporcionar medios positivos para ventilar el volumen dentro del recinto de modo de impedir la acumulación de vapores inflamables. En ningún caso los equipos para el procesamiento de vapor así protegidos deberán estar ubicados a menos de 5 pies (1,5m) de los límites de las propiedades linderas sobre las cuales se pueda construir.

4-5.8 Los equipos eléctricos deberán cumplir con lo dispuesto en el Capítulo 7.

4-5.9 Los venteos de los sistemas de procesamiento de vapores deberán terminar como mínimo a 12 pies (3.6m) por encima del nivel del piso adyacente, y sus salidas deberán estar dirigidas y ubicadas de manera que los vapores inflamables no se acumulen ni se desplacen hacia donde pudieran generar riesgos o ingresar dentro de los

4-5.10 No se deberán instalar dispositivos de combustión ni de llama abierta dentro de las áreas clasificadas. (Ver Capítulo 7).

Capítulo 5 Fosas y áreas de trabajo por debajo del nivel del terreno y por debajo del nivel de piso

5-1 Las fosas, áreas de trabajo ubicadas por debajo del nivel del terreno y áreas de trabajo ubicadas debajo del nivel de piso empleadas para lubricación, inspección y trabajos de reparación menores deberán cumplir con los requisitos de este Capítulo, además de los restantes requisitos aplicables de este código.

5-1.1 Los muros, pisos y apoyos estructurales deberán ser de mampostería, hormigón u otros materiales no combustibles apropiados.

5-1.2 En las fosas, áreas de trabajo ubicadas por debajo del nivel del terreno y áreas de trabajo ubicadas debajo del nivel de piso, el número requerido, ubicación y construcción de las vías de salida deberán cumplir con los requisitos correspondientes a usos industriales especiales incluidos en el Capítulo 28 de la norma NFPA 101®, *Código de Seguridad Humana*®. Las escaleras deberán ser incombustibles, antideslizantes y construidas sin espacios accesibles en su parte inferior.

5-1.3 Las fosas, áreas de trabajo ubicadas por debajo del nivel del terreno y áreas de trabajo ubicadas debajo del nivel de piso deberán tener una ventilación de extracción de al menos 1 pie³ por minuto por pie² (0,3 m³ por min. por m²) de superficie de piso en todos los momentos en que el edificio esté ocupado o cuando haya vehículos estacionados sobre o dentro de estas áreas. El aire de escape se deberá extraer de un punto ubicado a 12 pulg. (0,3m) del piso de la fosa, área debajo del nivel del terreno o área debajo del nivel de piso.

Capítulo 6 Estaciones de servicio ubicadas dentro de un edificio

6-1 Generalidades.

6-1.1 Estará permitido instalar una estación de servicio dentro de un edificio, sujeta a la aprobación de la autoridad competente.

6-1.2 La estación de servicio deberá estar separada de las demás partes del edificio mediante conjuntos de muros, tabiques, pisos o cubiertas de resistencia al fuego no menor a 2 horas.

6-1.3 Los acabados interiores de las estaciones de servicio deberán ser de materiales no combustibles o materiales de combustión limitada aprobados.

6-1.4 Las aberturas para puertas y ventanas de los muros interiores deberán estar equipadas con puertas contra incendio listadas, 1½ hr. (B). Las puertas deberán ser autocerrantes, o se permitirá que permanezcan abiertas durante la operación normal si han sido diseñadas para cerrarse automáticamente en caso de emergencia de incendio y cuentan con dispositivos de cierre listados. Las puertas a prueba de incendio se deberán instalar de acuerdo con la norma NFPA 80, *Norma para Puertas y Ventanas contra Incendio*.

6-1.5 Las puertas contra incendio deberán estar libres de obstrucciones en todo momento. Se deberán colocar carteles y señales apropiados.

6-1.6 Las aberturas para conductos en los muros y tabiques interiores deberán estar protegidas por compuertas contra incendio listadas. Las aberturas para conductos en los techos y pisos estarán protegidas mediante chimeneas cerradas. El cerramiento de las chimeneas se deberá hacer con conjuntos de muros o tabiques de resistencia al fuego no inferior a 2 horas. Las aberturas en las chimeneas cerradas, para conductos, deberán estar protegidas por medio de compuertas contra incendio listadas.

6-2 Área de despacho.

6-2.1 El área de despacho deberá estar ubicada al nivel de la calle, y ninguno de los surtidores estará ubicado a más de 50 pies (15m) de la salida o entrada para vehículos hacia y desde el exterior del edificio.

6-2.2 El despacho se deberá limitar al área necesaria para servir simultáneamente a no más de cuatro vehículos.

Excepción: En las estaciones de servicio para flotas vehiculares en las cuales se despachen exclusivamente líquidos Clase I y Clase II estará permitido elevar a 12 el número de vehículos servidos simultáneamente.

6-3 Ventilación.

6-3.1 Los sistemas de calefacción por aire forzado, de aire acondicionado y ventilación que sirven al área de despacho no deberán estar interconectados con sistemas similares que sirvan a otras zonas del edificio. Dichos sistemas se deberán instalar de acuerdo con los requisitos de la norma NFPA 90A, *Norma para la Instalación de Sistemas de Aire Acondicionado y Ventilación*.

6-3.2 Se deberá proporcionar un sistema de ventilación o extracción mecánico para servir exclusivamente al área de despacho. Este sistema deberá estar interbloqueado con el sistema de despacho de manera de tal que se establezca el flujo de aire antes que puedan operar los dispositivos surtidores. En caso de falla del flujo de aire, el sistema de despacho se deberá cerrar automáticamente.

6-3.3 El sistema de extracción se deberá diseñar para provocar movimiento de aire a través de todas las zonas del piso del área de despacho y para impedir el flujo de

vapores inflamables más allá del área de despacho. Los conductos de entrada de aire del sistema de extracción deberán estar ubicados no menos de 3 pulg. (7,6cm) y no más de 12 pulg. (0,30m) por encima del nivel de piso. Los conductos de extracción no deberán estar ubicados en el piso ni penetrarán el piso del área de despacho, y deberán descargar hacia una ubicación segura fuera del edificio.

6-3.4 El sistema de extracción deberá proporcionar ventilación a una tasa no menor a 1 pie³ por minuto por pie² (0,3m³ por min. por m²) de superficie de la zona de despacho.

6-3.5 El sistema de extracción se instalará de acuerdo con los requisitos de la NFPA 91, *Norma para los Sistemas de Extracción de Aire con Transporte de Materiales*.

6-3.6 Los requisitos de 6-3.2, 6-3.3, 6-3.4 y 6-3.5 no se deberán aplicar a las estaciones de servicio ubicadas dentro de un edificio si dos o más laterales del área de despacho están abiertos al exterior del edificio de modo que pueda preverse que, bajo circunstancias normales la ventilación natural disipará los vapores inflamables.

6-4 Tuberías.

6-4.1 Los sistemas de tuberías deberán cumplir con los requisitos del Capítulo 3 de la norma NFPA 30, *Código de Líquidos Inflamables y Combustibles*.

6-4.2 Todas las tuberías para combustibles y vapores inflamables ubicadas dentro de los edificios pero fuera del área de despacho deberán estar encerradas dentro de conductos horizontales o chimeneas verticales empleados exclusivamente para estas tuberías. Las chimeneas verticales y conductos horizontales deberán estar contruidos con materiales de resistencia al fuego no menor que 2 horas.

6-5 Sistemas de drenaje.

6-5.1 Los pisos deberán ser herméticos a los líquidos. Se deberán proveer sistemas de drenaje de emergencia para dirigir las pérdidas de líquidos inflamables o combustibles y el agua empleada para la protección contra incendios hacia una ubicación segura. Esto podría requerir rebordes, imbornales o sistemas de drenaje especiales.

6-5.2 Los sistemas de drenaje de emergencia, si están conectados a la red de desagüe pública o si dichos sistemas desaguan hacia vías fluviales públicas, deberán estar equipados con trampas o separadores.

Capítulo 7 Equipos eléctricos

7-1 Alcance.

Este capítulo se deberá aplicar a la instalación de cableados eléctricos y equipos de uso eléctrico en las áreas

en las cuales se almacenan, manipulan o despachan líquidos.

7-2 Requisitos generales.

7-2.1 Todos los cableados eléctricos y equipos de uso eléctrico deberán ser del tipo especificado por, e instalados de acuerdo con, la norma NFPA 70, *Código Eléctrico Nacional*.

7-2.2 Todos los cableados eléctricos y equipos de uso eléctrico deberán ser adecuados para las ubicaciones en las cuales se los instalará.

7-3 Instalación en ubicaciones clasificadas.

7-3.1 La Tabla 7 se deberá emplear para delimitar y clasificar las áreas a los fines de la instalación de cableados eléctricos y equipos de uso eléctrico. En el Capítulo 5, Artículo 500, de la norma NFPA 70, *Código Eléctrico Nacional*, se define la denominación de las clases y divisiones de las ubicaciones clasificadas.

Excepción: Estará permitido reducir la extensión del área clasificada alrededor de un soplador que emplea vacío si dicho soplador está específicamente listado para tales distancias reducidas.

7-3.1.1 Un área clasificada no se extenderá más allá de pisos macizos, muros, techos u otras particiones que no posean aberturas comunicantes.

7-3.2 Las clasificaciones de áreas dadas en la Tabla 7 se deberán basar en la suposición que la instalación cumple con los requisitos aplicables de este código en todos los aspectos. Si esto no se verifica, la autoridad competente podrá determinar la extensión del área clasificada.

7-3.3 Todos los cableados eléctricos y equipos de uso eléctrico integrados con la manguera o boquilla de despacho deberán ser adecuadas para su empleo en ubicaciones clasificadas como Clase I, División 1.

7-3.4 Donde se almacenan, manipulan o despachan líquidos Clase I los cableados eléctricos y equipos de uso eléctrico deberán estar diseñados e instalados de acuerdo con los requisitos para ubicaciones clasificadas como Clase I, División 1 ó 2, según lo dispuesto en la Tabla 7 y en la norma NFPA 70, *Código Eléctrico Nacional*.

7-3.5 Donde se almacenan, manipulan o despachan líquidos para limpieza de parabrisas a base de alcohol metílico los cableados eléctricos y equipos de uso eléctrico deberán estar diseñados e instalados de acuerdo con los requisitos de la norma NFPA 70, *Código Eléctrico Nacional*, correspondientes a ubicaciones de uso general (no clasificadas).

7-3.6 Donde se almacenan, manipulan o despachan líquidos Clase II o Clase III estará permitido que los cableados eléctricos y equipos de uso eléctrico se instalen de acuerdo con los requisitos de la norma NFPA 70, *Código Eléctrico Nacional*, correspondientes a ubicaciones de uso general (no clasificadas).

Tabla 7 Áreas clasificadas para equipos eléctricos – Estaciones de Servicio

Ubicación	NEC* Clase I, División del Grupo D	Extensión del área clasificada ¹
Orificio de llenado de Tanque subterráneo	1	Cualquier fosa, caja, o espacio ubicado por debajo del nivel del terreno, y cualquiera de sus partes dentro de un área clasificada División 1 ó 2.
	2	Hasta 18 pulg. por encima del nivel del terreno, comprendida en un radio horizontal de 10 pies medidos a partir de las conexiones para llenado sueltas, y en un radio horizontal de 5 pies a partir de las conexiones herméticas.
Venteo – Descarga hacia arriba	1	Comprendida en un radio de 3 pies medidos en todas las direcciones a partir del extremo abierto de la tubería de venteo.
	2	Área comprendida entre 3 pies y 5 pies medidos en todas las direcciones a partir del extremo abierto de la tubería de venteo.
Dispositivo surtidor ^{2,3} (excepto tipo aéreo) ⁴		
Fosas	1	Cualquier fosa, caja, o espacio ubicado por debajo del nivel del terreno, y cualquiera de sus partes dentro de un área clasificada División 1 ó 2.
Surtidor	2	Comprendida en un radio de 18 pulg. medido horizontalmente en todas las direcciones, extendiéndose hasta el nivel del terreno a partir de (1) el recinto del surtidor o (2) la porción del recinto que contiene componentes empleados para el manipuleo de líquidos. ³
Al aire libre	2	Hasta 18 pulg. por encima del nivel del terreno, comprendidas en un radio de 20 pies medidos horizontalmente a partir de los bordes del recinto.
Interior con ventilación mecánica	2	Hasta 18 pulg. por encima del nivel del terreno o del piso, comprendidas en un radio de 20 pies medidos horizontalmente a partir de los bordes del recinto.
con ventilación por gravedad	2	Hasta 18 pulg. por encima del nivel del terreno o del piso, comprendidas en un radio de 25 pies medidos horizontalmente a partir de los bordes del recinto.
Dispositivo surtidor – Tipo aéreo ^{3,4}	1	El área dentro del recinto del surtidor, más todos los equipos eléctricos integrados a las mangueras o boquillas.
	2	Área comprendida en un radio de 18 pulg. Medidas horizontalmente en todas las direcciones, más allá del recinto, hasta el nivel del terreno.
	2	Hasta 18 pulg. por encima del nivel del terreno o del piso, comprendidas en un radio de 20 pies medidos horizontalmente a partir de un punto directamente por debajo del borde del recinto del surtidor.
Bomba remota – Al aire libre	1	Cualquier fosa, caja o espacio ubicado por debajo del nivel del terreno y cualquiera de sus partes dentro de un radio de 10 pies medidos horizontalmente a partir de cualquiera de los bordes de la bomba.
	2	Comprendida en un radio de 3 pies medidos en todas direcciones a partir de los bordes de una bomba. También hasta 18 pulg. por encima del nivel del terreno, en un radio de 10 pies medidos horizontalmente a partir de cualquiera de los bordes de la bomba.
Bomba remota – Interior	1	La totalidad del área dentro de cualquier fosa.
	2	Comprendida en un radio de 5 pies medidos en todas las direcciones a partir de cualquier borde de la bomba. También hasta 3 pies por encima del nivel del terreno o del piso, comprendida en un radio de 25 pies medidos horizontalmente a partir de cualquiera de los bordes de la bomba.

Tabla 7 Áreas clasificadas para equipos eléctricos – Estaciones de servicio (Continuación)

Ubicación	NEC* Clase I, División del Grupo D	Extensión del área clasificada ¹
Sala de lubricación o de servicio	1	Cualquier fosa dentro de un área sin ventilación.
- Con despacho	2	Cualquier fosa con ventilación.
	2	Área hasta 18 pulg. por encima del nivel del terreno o del piso, comprendida en un radio de 3 pies medidos horizontalmente a partir de cualquier fosa de lubricación.
Surtidor para líquidos Clase I ³	2	Comprendida en un radio de 3 pies medidos en todas las direcciones a partir de cualquier punto de llenado o despacho.
Salas de lubricación o de servicio	2	La totalidad del área dentro de una fosa usada para lubricación o servicios similares en las cuales se puedan liberar líquidos Clase I.
- Sin despacho	2	Área hasta 18 pulg. por encima de estas fosas, comprendida en un radio de 3 pies medidos horizontalmente a partir de cualquiera de los bordes de la fosa.
	2	La totalidad del área no ventilada dentro de toda fosa, área ubicada por debajo del nivel del terreno o por debajo del nivel de piso.
	2	Área hasta 18 pulg. por encima de las fosas no ventiladas, áreas de trabajo ubicadas por debajo del nivel del terreno o por debajo del nivel del piso, extendiéndose una distancia horizontal de 3 pies a partir de cualquiera de los bordes de dichas fosas o áreas.
	No clasificada	Fosas y áreas de trabajo ubicadas por debajo del nivel del terreno o del piso que ventilan de acuerdo con 5-1.3
Recinto especial dentro de un edificio, según 2-2	1	Totalidad del recinto.
Salones de venta, almacenes y baños	No clasificada	Si estas habitaciones poseen aberturas dentro de un área correspondiente a la División 1, la totalidad de la habitación se clasificará como División 1.
Fosas de los sistemas de procesamiento de vapores	1	Cualquier fosa, caja o espacio ubicado por debajo del nivel del terreno, y cualquiera de sus partes dentro de un área clasificada División 1 ó 2 o que albergue equipos empleados para el transporte o procese vapores.
Equipos para el procesamiento de vapores ubicados dentro de recintos de protección (ver 4-5.7)	2	Interior de cualquier recinto de protección que albergue equipos para procesar vapores.
Equipos para el procesamiento de vapores que no están ubicados en recintos de protección (excluyendo tuberías y dispositivos de combustión)	2	Espacio comprendido en un radio de 18 pulg. Medidas en todas direcciones a partir de los equipos que contienen vapores o líquidos inflamables, extendiéndose hasta el nivel del terreno. Hasta 18 pulg. por encima del nivel de terreno, comprendido en un radio de 10 pies medidos horizontalmente a partir del equipo para el tratamiento de vapor.
Recintos de los equipos	1	Cualquier área dentro del recinto en la cual bajo condiciones normales de operación existan vapores o líquidos.
	2	La totalidad del área dentro del recinto, que no sean áreas clasificadas como División 1.
Sopladores que emplean vacío	2	Espacio comprendido en un radio de 18 pulg. Medidas en todas direcciones, extendiéndose hasta el nivel del terreno. Hasta 18 pulg. por encima del nivel del terreno, comprendido en un radio de 10 pies medidos horizontalmente.

*NEC: Código Eléctrico Nacional

Unidades SI: 1 pulg. = 2,5cm; 1 pie = 0,30m

¹ Para las aplicaciones marítimas, el término "nivel del terreno" se referirá a la superficie de un muelle, extendiéndose hacia abajo hasta el nivel de agua.² Ver la Figura 7-1 para una ilustración de las áreas clasificadas alrededor de los dispositivos surtidores.³ La clasificación de áreas dentro del recinto del surtidor está cubierta por la norma ANSI/UL 87, *Surtidores Eléctricos para Productos Petrolíferos*.⁴ Tambor para arrollamiento de mangueras montado sobre el cielloraso

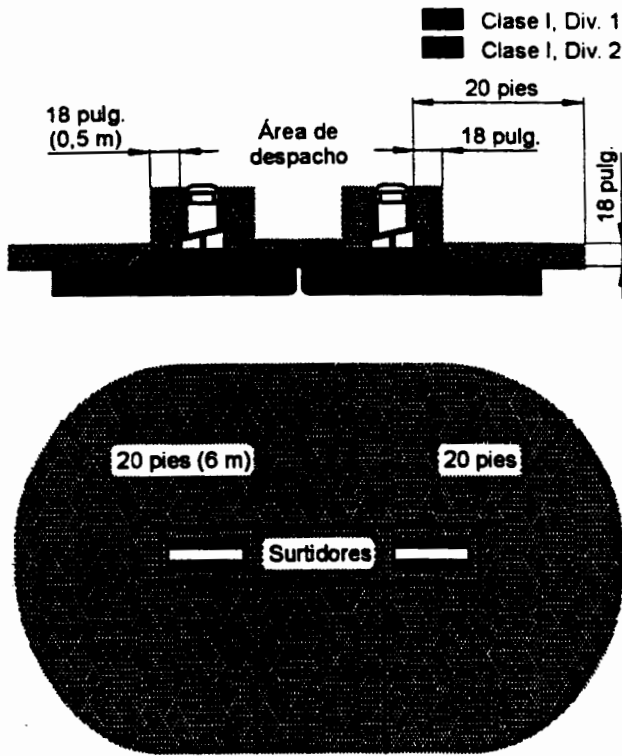


Figura 7-1 Áreas clasificadas adyacentes a los surtidores según lo detallado en la Tabla 7.

Capítulo 8 – Aparatos que generan calor

8-1 Los aparatos que generan calor se deberán instalar de acuerdo con los requisitos de las Secciones 8-2 a 8-6.

8-2 Estará permitido que los aparatos que generan calor se instalen de manera convencional, con las excepciones establecidas en las Secciones 8-3, 8-4, 8-5 y 8-6.

8-3 Estará permitido que los dispositivos que generan calor se instalen en una sala especial que esté separada de las áreas clasificadas como División 1 o División 2, según lo establecido en la Tabla 7, por medio de muros contruidos de manera de impedir la transferencia de vapores, que posean una resistencia al fuego de al menos 1 hora y que no tengan aberturas que conecten con un área clasificada a menos de 8 pies (2,4m) del piso. Se permitirán pequeños orificios específicos que atraviesen el muro, tales como los necesarios para el paso de tuberías y conductos de electricidad, siempre que los espacios y vacíos se rellenen con un material resistente al fuego que resista la transmisión de vapores. Esta sala no se deberá usar para almacenar materiales combustibles. Todo el aire para combustión se deberá tomar del exterior del edificio.

8-4 Estará permitido que los aparatos que generan calor que utilizan gas o combustibles de petróleo se instalen en la sala de lubricación o servicio si en ellas no se despachan o transfieren líquidos Clase I, incluyendo el drenaje abierto de los tanques de gasolina de los automotores, siempre que el fondo de la cámara de combustión se encuentre al menos 18 pulg. (46cm) por encima del nivel

del piso y que los aparatos que generan calor estén protegidos contra daños físicos.

8-4.1 En ninguna sala de lubricación o servicio estarán permitidas las estufas que funcionen con combustibles sólidos.

8-5 Los aparatos que generan calor listados para su uso en garages que utilizan gas o combustibles de petróleo podrán instalarse en las salas de lubricación o servicio en las cuales se despachan o transfieren líquidos Clase I, siempre que los equipos se instalen al menos 8 pies (2,4m) por encima del nivel del piso.

8-6 Los aparatos eléctricos, que generan calor deberán cumplir el Capítulo 7.

Capítulo 9 – Requisitos operativos

9-1 Boquillas para el despacho de combustible.

9-1.1 En la boquilla de la manguera se deberá proveer una válvula listada tipo cierre automático, con o sin dispositivo para cierre y apertura, para el despacho de combustibles para motores.

9-1.2 Si una válvula de una boquilla de una manguera está equipada con un dispositivo para cierre y apertura diferente al recomendado por el fabricante de la válvula, el dispositivo para cierre y apertura deberá formar parte integral del conjunto de la válvula, y esa combinación de dispositivo para cierre y apertura deberá cumplir con los

requisitos aplicables de la norma UL 842, *Norma para Válvulas para Fluidos Inflamables*. (Ver también 9-4.4)

9-1.2.1 En cualquier instalación en la cual el flujo normal de un producto se pueda detener por otros medios diferentes a las válvulas de las boquillas de las mangueras, como por ejemplo en el caso de las estaciones prepagas, el sistema deberá incluir equipos listados con un mecanismo que provoque o exija el cierre de la válvula de la manguera antes que el líquido pueda fluir nuevamente o antes que la válvula de la boquilla de la manguera se pueda colocar nuevamente en su posición normal en el surtidor; o la válvula de la boquilla de la manguera no deberá estar equipada con un dispositivo para cierre y apertura.

9-1.3 Los dispositivos surtidores tipo aéreo deberán contar con una válvula listada tipo cierre automático sin dispositivo para cierre y apertura.

Excepción: Se permitirá el empleo de una válvula listada de cierre automático con dispositivo para cierre y apertura si el sistema está diseñado de manera que la válvula de la boquilla de la manguera se cierre automáticamente en caso que la válvula se desprenda de un orificio de llenado o en caso de impacto con la calzada.

9-1.4 Las boquillas de despacho empleadas en las estaciones de servicio marítimas deberán ser tipo cierre automático, sin dispositivo para cierre y apertura.

9-1.5 Durante la operación de despacho la válvula de la boquilla de la manguera empleada para despachar líquidos a un recipiente se deberá mantener abierta en forma manual.

9-2 Despacho en recipientes portátiles.

No se deberán despachar líquidos Clase I o Clase II a recipientes portátiles a menos que el recipiente sea metálico o esté aprobado por la autoridad competente, posea cierre hermético y esté equipado con un pico vertedor, o esté diseñado de manera que el contenido pueda ser vertido sin que se produzcan derrames. (Ver la norma NFPA 30, *Código de Líquidos Combustibles e Inflamables*, 4-2.1, para mayor información.)

9-2.1 No se deberán comprar o vender líquidos Clase I, Clase II o Clase III en recipientes, a menos que dichos recipientes estén claramente marcados con el nombre del producto que contienen.

9-2.2 Los recipientes portátiles de capacidad igual o inferior a 12 galones (45 L) no se deberán llenar mientras se encuentren dentro de o sobre un vehículo automotor o una embarcación marítima.

9-3 Atención o supervisión del despacho.

9-3.1 Cada estación de servicio deberá tener un despachante o supervisor de guardia mientras la estación

esté abierta para su operación, quien deberá cargar los líquidos en los tanques o recipientes, con las excepciones tratadas en las Secciones 9-4 y 9-5.

9-3.2 En las estaciones de servicio estarán permitidos los dispositivos de despacho autoservicio listados, siempre que todos los despachos de líquidos Clase I realizados por una persona diferente del despachante de la estación de servicio sea supervisada y controlada por un despachante.

Excepción: Ver Sección 9-5.

9-3.3 Los requisitos de 2-1.1 no impedirán el uso temporario de tanques móviles en forma conjunta con el despacho de líquidos inflamables o combustibles a los tanques de combustible de vehículos u otros equipos motorizados en los predios que normalmente no son accesibles al público. Estas instalaciones sólo se harán con la aprobación de la autoridad competente. La aprobación deberá incluir un límite de tiempo definido.

9-3.4 Los requisitos de 2-1.1 no impedirán el despacho al aire libre de líquidos Clase I y Clase II desde un vehículo tanque a un vehículo motorizado ubicado en establecimientos comerciales, industriales, gubernamentales o fabriles en los cuales los líquidos se destinan a abastecer de combustible a los vehículos empleados en relación con su funcionamiento. Estos despachos estarán permitidos siempre que:

- (a) Se haya efectuado una inspección del predio y las operaciones y la autoridad competente haya otorgado su aprobación;
- (b) El vehículo tanque cumpla con los requisitos establecidos en la norma NFPA 385, *Norma para Vehículos Tanque para Líquidos Inflamables y Combustibles*;
- (c) La manguera que se emplea para despachar el combustible no supere los 50 pies (15m) de longitud;
- (d) La boquilla de despacho esté listada y sea de tipo cierre automático sin dispositivo para cierre y apertura;
- (e) Los despachos nocturnos sólo se deberán efectuar en áreas iluminadas adecuadamente;
- (f) Las luces intermitentes del vehículo tanque deberán estar funcionando durante el despacho;
- (g) En cada tanque de combustible se deberá dejar un volumen para la expansión del combustible para impedir que rebalsen en caso de aumento de temperatura.

9-3.5 Los requisitos de 2-1.1 no impedirán el despacho al aire libre de líquidos Clase I y Clase II desde un sistema de despacho de combustible alimentado por un tanque existente ubicado por encima del nivel del terreno, cuya capacidad no exceda los 6000 galones (22.710 L), ubicado en establecimientos comerciales, industriales, gubernamentales o fabriles en los cuales los líquidos se destinan para abastecer de combustible a los vehículos empleados en relación con su funcionamiento. Estos despachos estarán permitidos siempre que:

- (a) Se haya efectuado una inspección del predio y las operaciones y la autoridad competente haya otorgado su aprobación;
- (b) El tanque esté protegido contra choques, derrames y llenado excesivo a satisfacción de la autoridad competente;
- (c) El sistema del tanque esté listado o haya sido aprobado para su uso por encima del nivel del terreno;
- (d) El tanque cumpla con los requisitos relativos a venteo de alivio de emergencia, el tanque y el sistema de despacho cumplan con los requisitos de clasificación eléctrica de este código, y el tanque cumpla con los requisitos de 2-1.7;
- (e) El almacenamiento del tanque cumpla con la Norma NFPA 30, *Código de Líquidos Inflamables y Combustibles*, Capítulo 2.

9-4 Estaciones autoservicio atendidas.

9-4.1 Estación autoservicio significará aquella parte de la propiedad en la cual se almacenan líquidos empleados como combustible para motores para su posterior despacho desde equipos fijos de despacho aprobados hacia los tanques de combustible de vehículos motorizados, por personas que no sean el despachante de la estación de servicio, e incluirá las instalaciones disponibles para la venta al por menor de otros productos.

9-4.2 En las estaciones autoservicio estará permitido emplear dispositivos de despacho listados, tales como, pero no limitado a, aquellos accionados a monedas, a tarjetas o a control remoto

9-4.3 Todas las estaciones autoservicio atendidas deberán tener por lo menos un despachante de guardia mientras estén abiertas para operar. Las principales funciones del despachante serán supervisar, observar y controlar el despacho de líquidos Clase I mientras dichos líquidos estén efectivamente siendo despachados.

9-4.4 Será responsabilidad del despachante: (1) impedir el despacho de líquidos Clase I en recipientes portátiles que no cumplan con la Sección 9-2; (2) impedir el uso de dispositivos de cierre y apertura en las válvulas de las boquillas de las mangueras que no cumplan con 9-1.2; (3) controlar las fuentes de ignición; y (4) activar inmediatamente los controles de emergencia, manejar los derrames accidentales y operar los matafuegos en caso que fuera necesario. El despachante o supervisor de guardia deberá ser física y mentalmente capaz de ejecutar las funciones y asumir las responsabilidades descritas en esta sección.

9-4.5 Los controles de emergencia especificados en 4-1.2 se deberán instalar en una ubicación aceptable para la autoridad competente, pero estos controles nunca deberán estar a más de 100 pies (30m) de los surtidores.

9-4.6 Las instrucciones de operación deberán estar ubicadas de manera conspicua sobre carteles en el área de despacho.

9-4.7 El área de despacho en todo momento deberá estar a la vista del despachante y estará prohibido colocar o permitir la presencia de obstáculos entre el área de despacho y el área de control del despachante. En todo momento al despachante le deberá ser posible comunicarse con las personas en el área de despacho.

9-5 Estaciones autoservicio no atendidas.

9-5.1 Podrá haber estaciones autoservicio no atendidas, sujetas a la aprobación de la autoridad competente.

9-5.2 Se deberán emplear dispositivos surtidores listados. Sólo estarán permitidos dispositivos del tipo accionado a monedas o billetes con la aprobación de la autoridad competente.

9-5.3 Los controles de emergencia especificados en 4-1.2 se deberán instalar en una ubicación aceptable para la autoridad competente, pero estos controles deberán estar a más de 20 pies (7m) y a menos de 100 pies (30m) de los surtidores. En cada uno de los grupos de surtidores o equipos al aire libre usados para controlar los surtidores se deberán instalar controles de emergencia adicionales. Los controles de emergencia deberán ser capaces de interrumpir la alimentación eléctrica a todos los surtidores de la estación. Los controles deberán ser restablecidos manualmente sólo del modo aprobado por la autoridad competente.

9-5.4 Las instrucciones de operación deberán estar ubicadas de manera conspicua sobre carteles en el área de despacho, y deberán incluir la ubicación de los controles de emergencia y el requisito que el usuario deberá permanecer fuera de su vehículo, con la boquilla de despacho a la vista, durante el despacho.

9-5.5 Además de las señales de advertencia especificadas en la Sección 9-9, se deberán colocar instrucciones sobre carteles claramente visibles en el área de despacho que contengan las siguientes frases, o frases equivalentes:

Instrucciones en caso de emergencia

En caso de incendio o derrame:

1. Use el botón de parada de emergencia.
2. Informe el accidente llamando al (especificar el número telefónico de la delegación de bomberos local). Informe su ubicación.

9-5.6 Se deberá proveer una válvula listada de tipo cierre automático en la boquilla de la manguera, equipada con un dispositivo para cierre y apertura. El sistema deberá incluir equipo listado con un mecanismo que provoque o exija el cierre de la válvula de la boquilla de la manguera antes que el flujo de producto pueda continuar o antes que la válvula de la boquilla de la manguera se pueda colocar nuevamente en su posición normal en el surtidor.

9-5.7 En el predio se colocará un teléfono u otro medio aprobado para notificar al departamento de bomberos, claramente identificado, en una ubicación aprobada por la autoridad competente.

9-5.8 Se deberá proporcionar protección contra incendio adicional cuando la autoridad competente así lo exigiera. La protección adicional contra incendio incluye elementos tales como sistemas de extinción fijos, detección automática de incendios, estaciones manuales de alarma de incendio, transmisión de alarmas hacia afuera del predio y limitación de la cantidad de combustible, despachada en cada transacción.

9-6 Drenaje y eliminación de residuos.

9-6.1 En las áreas en las cuales se despachan líquidos Clase I se deberán tomar las precauciones necesarias para impedir que los líquidos derramados pudieran fluir hacia el interior de los edificios de las estaciones de servicio. Esto se hará dando pendientes a las zonas de tránsito, elevando los umbrales de las puertas de acceso, o disponiendo otras medidas igualmente efectivas.

9-6.2 Los líquidos y fluidos drenados del cárter de los vehículos automotores no se deberán vertir en las redes de desagüe ni arroyos; tampoco se los deberá derramar sobre el suelo, sino que se los deberá almacenar en tanques o recipientes aprobados ubicados fuera de los edificios, o en tanques instalados de acuerdo con los Capítulos 2 y 3 de este código, hasta ser eliminados del predio de la estación. (Ver 2-3.4)

9-7 Fuentes de ignición.

Además de las restricciones incluidas precedentemente en este capítulo, los materiales para fumar, incluyendo fósforos y encendedores, no se podrán usar a menos de 20 pies (6m) de las áreas empleadas para despachar combustible, efectuar operaciones de reparación y mantenimiento de los sistemas de combustible de motores de combustión interna o recibir y/o despachar líquidos Clase I. Se colocarán señales conspicuas y legibles claramente visibles por los clientes que están siendo atendidos que indiquen que está prohibido fumar. Los motores de los vehículos a los cuales se está despachando deberán permanecer apagados mientras duren las operaciones de despacho, excepto los generadores de emergencia, bombas, etc., en aquellos casos en los cuales su operación continua resulte esencial.

9-8 Control de incendios.

Cada estación de servicio deberá estar equipada con uno o más extintores de incendio con una capacidad extintora mínima de 40-B:C. Estos extintores de incendio deberán estar ubicados de manera que haya uno a no más de 100 pies (30m) de cada bomba, surtidor, orificio en las tuberías de llenado subterráneas y sala de lubricación o servicio.

9-8.1 Cuando se requiera, se deberán instalar sistemas automáticos para la supresión de incendios, de acuerdo con las normas NFPA apropiadas, con las instrucciones del fabricante y con los requisitos del listado de los sistemas. (Ver el Capítulo 11 para las publicaciones de referencia.)

9-9 Señales.

En el área de despacho se ubicarán señales de advertencia claramente visibles que incorporen las siguientes frases o su equivalente: (a) PRECAUCION – Es ilegal y peligroso despachar gasolina en recipientes no aprobados; (b) Prohibido fumar; y (c) Detenga el motor.

Capítulo 10 Estaciones de servicio marítimas

10-1 Alcance.

10-1.1 Este capítulo se deberá aplicar a aquella parte de una propiedad en la cual se almacenan, manipulan o despachan líquidos empleados como combustibles desde equipos ubicados en la costa o equipos ubicados en muelles, espigones o muelles flotantes, a los tanques de embarcaciones marítimas, incluyendo todas las actividades secundarias, excepto en los casos tratados en otras secciones de este código o en otras normas de la NFPA.

10-1.2 Este capítulo no se deberá aplicar a:

- (a) Las instalaciones de carga y descarga de las plantas de carga a granel o terminales;
- (b) La transferencia de líquidos inflamables o combustibles que se efectúan usando un sistema de tuberías de transferencia cerrado "brida a brida";
- (c) Estaciones de servicio marítimas en las cuales los líquidos usados como combustible se almacenan o despachan a los tanques de combustible de embarcaciones de 300 toneladas brutas (849m³) o más.

10-1.3 Para los propósitos de este capítulo, el término "muelle" también se referirá a "espigón", "muelle flotante" y "embarcadero".

10-2 Almacenamiento.

10-2.1 Requisitos generales.

10-2.1.1 Los líquidos se deberán almacenar en:

- (a) Tanques subterráneos de acuerdo con lo dispuesto en la Sección 2-4 de la Norma NFPA 30, Código de Líquidos Inflamables y Combustibles o
- (b) Tanques ubicados por encima del nivel del terreno en estaciones de servicio marítimas con la aprobación de la autoridad competente y de acuerdo con lo dispuesto en la Sección 2-4.

10-2.1.2 Los tanques que alimentan las estaciones de servicio marítimas y bombas que no estén integrados con el dispositivo surtidor se deberán ubicar sobre la costa o sobre un muelle de tipo con relleno macizo.

Excepción: Cuando su ubicación sobre la costa exigiera tuberías de alimentación a los surtidores excesivamente largas, se permitirá que los tanques se ubiquen sobre un muelle, siempre que se cumplan los requisitos aplicables de la Norma NFPA 30, Código de Líquidos Inflamables y Combustibles, Capítulos 2 y 3, en lo referente a distancias, endicamientos y tuberías, y el Capítulo 5, Tabla 5-9.5.3 en cuanto a la clasificación eléctrica, y la capacidad acumulada así almacenada no supere los 1100 galones (4164L).

10-2.1.3 En las estaciones de servicio marítimas en las cuales el tanque esté ubicado a una altura tal que exista carga gravitatoria sobre el dispositivo surtidor, la salida del tanque deberá estar equipada con un dispositivo que impida que el líquido fluya por gravedad desde el tanque hacia el surtidor (tal como una válvula solenoide normalmente cerrada), ubicado adyacente y aguas abajo de la válvula de salida especificada en 2-3.8.1 de la Norma NFPA 30, Código de Líquidos Inflamables y Combustibles. Este dispositivo deberá estar instalado y regulado de manera que el líquido no pueda fluir por gravedad desde el tanque al surtidor en caso de fallas en la tubería o manguera mientras el surtidor no está en uso.

10-3 Sistemas de tuberías.

10-3.1 Las tuberías se deberán ubicar de manera que estén protegidas contra daños físicos.

10-3.1.1 Todos los sistemas de tuberías deberán estar sólidamente apoyados y protegidos contra los daños físicos y esfuerzos provocados por los impactos, asentamientos, vibraciones, expansiones, contracciones o acción de las mareas.

10-3.1.2 Se deberán proveer los medios para garantizar la flexibilidad de las tuberías en caso de movimiento del muelle. Las tuberías flexibles serán de un tipo diseñado para soportar las fuerzas y presiones a las cuales estarán sometidas las tuberías.

10-3.2 Se permitirá el empleo de longitudes adecuadas de manguera flexible, resistente a los combustibles del petróleo, entre las tuberías costeras y las tuberías ubicadas sobre estructuras flotantes para acomodar los cambios del nivel de agua o de la línea costera.

10-3.3 En cada tubería se instalará una válvula fácilmente accesible para cerrar el paso de combustible proveniente de la costa, en o cerca de la aproximación al muelle y en el extremo costero de cada una de las tuberías marítimas adyacente al punto en el cual se conecta cada manguera flexible.

10-3.4 Las válvulas de cierre y de retención deberán estar equipadas con un dispositivo de alivio de presión que alivie cualquier presión generada por la expansión térmica del líquido contenido en retroceso hacia el tanque de almacenamiento.

10-4 Dispositivos para el despacho de combustible.

10-4.1 Todas las mangueras deberán estar listadas. Si en las estaciones de servicio marítimas la longitud de las mangueras supera los 18 pies (5,5m), se las deberá asegurar de manera de protegerlas contra los daños.

10-4.2 Las boquillas usadas para el despacho de combustible en las estaciones de servicio marítimas deberán ser de tipo cierre automático, sin dispositivo para cierre y apertura.

10-4.3 En las estaciones de servicio marítimas se permitirá que los surtidores estén ubicados sobre muelles abiertos, sobre la costa o sobre muelles tipo con relleno macizo y deberán estar separados de las demás estructuras para permitir espacio para la entrada y salida segura de las embarcaciones que cargarán combustible.

10-4.4 En las estaciones de servicio marítimas los surtidores deberán estar ubicados de manera de minimizar el riesgo para las demás dársenas o instalaciones de amarre de embarcaciones recreativas. Cuando las mareas y condiciones climáticas lo permitan todas las operaciones de manipuleo de combustibles líquidos se deberán hacer fuera de las principales áreas de amarre. Dentro de las dársenas o amarraderos para embarcaciones recreativas las instalaciones para el despacho de combustible deberán estar ubicadas de manera de minimizar el riesgo para las demás embarcaciones en caso de incendio a bordo de una embarcación contigua. Ninguna nave o embarcación marítima se deberá amarrar o anclar en los sitios en los cuales se despacha combustible excepto durante las operaciones de carga de combustible.

10-4.5 Ninguna nave o embarcación marítima se deberá amarrar a otra nave o embarcación marítima que esté ocupando un amarradero en un área en la cual se despachan combustibles mientras se efectúa el despacho de combustible.

10-4.6 Los aparatos empleados para despachar líquidos Clase I a los tanques de combustible de las embarcaciones marítimas del público no se deberán ubicar en una planta de carga a granel, a menos que estén separados por un cercado u otra barrera similar del área en la cual se llevan a cabo las operaciones a granel. Los tanques ubicados por encima del nivel del terreno en las plantas de carga a granel no podrán estar conectados mediante tuberías a los tanques de las estaciones de servicio marítimas.

10-4.7 Cada estación de servicio marítima deberá tener un despachante o supervisor de guardia mientras la estación esté abierta para su operación. Las principales fun

ciones del despachante serán supervisar, observar y controlar el despacho de líquidos.

10-5 [RESERVADO]

10-6 Fuentes de ignición.

10-6.1 Todos los componentes eléctricos para el despacho de líquidos se deberán instalar de acuerdo con el Capítulo 7.

(a) Todos los equipos eléctricos se deberán instalar y usar de acuerdo con los requisitos de la norma NFPA 70, *Código Eléctrico Nacional*, aplicables a las ubicaciones mojadas, húmedas o peligrosas.

(b) En cada muelle marítimo se deberán proveer interruptores de emergencia claramente identificados y de fácil acceso para el caso de incendio o daño físico de alguna de las unidades de despacho, interbloqueados de manera de poder interrumpir la alimentación eléctrica a todos los motores desde cualquier ubicación individual y que sólo se puedan reponer desde el interruptor maestro. Cada uno de estos interruptores deberá estar identificado mediante una señal aprobada con la leyenda "INTERRUPTOR DE EMERGENCIA PARA LAS BOMBAS", en letras rojas de imprenta mayúsculas de 2 pulg. (5cm) de altura.

(c) Todos los cableados eléctricos para potencia e iluminación se deberán instalar del lado del muelle marítimo opuesto al sistema de tuberías para líquidos.

(d) Los materiales para fumar, incluyendo fósforos y encendedores, no se podrán usar a menos de 20 pies (6m) de las áreas empleadas para despachar combustible, efectuar operaciones de reparación y mantenimiento de los sistemas de combustible de motores de combustión interna o recibir y/o despachar líquidos Clase I. Se colocarán señales conspicuas y legibles claramente visibles por los clientes que están siendo atendidos, que indiquen que está prohibido fumar. Los motores de todos los equipos a los cuales se está despachando deberán permanecer apagados mientras duren las operaciones de despacho, excepto los generadores de emergencia, bombas, etc., en aquellos casos en los cuales su operación continua resulte esencial.

10-7 Puesta a tierra / Continuidad Eléctrica (Equipotencialización).

10-7.1 Cuando existan corrientes vagabundas o espureas excesivas, las tuberías de las estaciones de servicio marítimas para líquidos Clase I y Clase II deberán estar eléctricamente aisladas de las tuberías costeras.

10-7.2 Las tuberías ubicadas sobre los muelles deberán estar adecuadamente interconectadas eléctricamente (equipotencializadas) y puestas a tierra. En todas las tuberías las conexiones de puesta a tierra y de intercon-

cción eléctrica (equipotencialización) deberán estar ubicadas del lado del muelle donde estén las bridas aislantes del elevador de las mangueras, si lo hubiera, y deberán estar accesibles para su inspección. (La norma NFPA 77, *Prácticas Recomendadas sobre Electricidad Estática*, contiene información sobre este tema.)

10-7.3 La boquilla de despacho de combustible deberá ponerse en contacto con la tubería de llenado de la embarcación antes de comenzar la entrega de combustible para evitar la posibilidad de descargas electrostáticas, y este contacto se deberá mantener hasta que se detenga el flujo de combustible

10-8 Control de incendios.

10-8.1 Cada estación de servicio marítima deberá estar equipada con uno o más extintores de incendio listados con una clasificación mínima de 40-B:C, ubicados de manera que haya uno a no más de 100 pies (30m) de cada bomba, surtidor y tanque de almacenamiento de combustible líquido ubicado sobre los muelles.

10-8.2 Los muelles que se extiendan una distancia de recorrido de más de 500 pies (152m) a partir de la costa deberán estar equipados con una cañería para hidrantes de Clase III instalada de acuerdo con la norma NFPA 14, *Norma para la Instalación de Sistemas de Cañerías para Hidrantes y Mangueras*.

10-8.3 Sobre los muelles no se deberán colocar materiales de manera que obstruyan el acceso a los equipos de lucha contra incendios ni a las principales válvulas de control del sistema de tuberías. Cuando el muelle es accesible al tránsito vehicular, se deberá mantener un camino libre de obstáculos hacia el extremo costero del muelle para permitir el acceso de los vehículos de lucha contra incendios.

10-9 Tanques portátiles y recipientes.

10-9.1 Los requisitos de 2-1.1 no impedirán el uso temporario de tanques móviles en forma conjunta con el despacho de líquidos inflamables o combustibles a los tanques de embarcaciones marítimas en predios que normalmente no son accesibles al público. Estas instalaciones sólo se harán con la aprobación de la autoridad competente.

10-9.2 No se deberán entregar líquidos Clase I o Clase II en recipientes portátiles a menos que el recipiente sea metálico o esté aprobado por la autoridad competente, posea un cierre hermético y esté equipado con un pico vertedor, o esté diseñado de manera que el contenido pueda ser despachado sin que se produzcan derrames. (Ver la norma NFPA 30, *Código de Líquidos Combustibles e Inflamables*, 4-2.1, para mayor información.)

10-9.3 No se deberán llenar recipientes portátiles de capacidad gual o menor que 12 galones (45L) mientras

se encuentren dentro de o sobre una embarcación marítima.

10-10 Instalaciones para el despacho de combustible desde camiones tanque.

10-10.1 Los requisitos de 10-2.1.1 no impedirán el despacho de líquidos Clase II al aire libre a partir de un vehículo tanque a una embarcación marítima ubicada en establecimientos comerciales, industriales, gubernamentales o fabriles en los cuales el líquido se destine para abastecer de combustible a las embarcaciones marítimas empleadas en relación con su funcionamiento. Estos despachos estarán permitidos siempre que:

- (a) Se haya efectuado una inspección del predio y de las operaciones y la autoridad competente haya otorgado su aprobación.
- (b) El vehículo tanque cumpla con los requisitos de la norma NFPA 385, *Norma para Vehículos Tanque para Líquidos Inflamables y Combustibles*.
- (c) La longitud de la manguera de despacho no supere los 50 pies (15m).
- (d) La boquilla de despacho esté listada y sea de tipo cierre automático sin dispositivo para cierre y apertura.
- (e) Los despachos nocturnos se deberán efectuar sólo en áreas iluminadas adecuadamente.
- (f) Las luces intermitentes del vehículo tanque deberán estar funcionando durante el despacho.
- (g) En cada tanque de combustible deberá haber un volumen para la expansión del combustible para impedir que rebalsen en caso de aumento de temperatura de acuerdo con 10-11.5.

10-11 Generalidades.

10-11.1 Será responsabilidad del despachante: (1) impedir que los líquidos Clase I sean despachados en recipientes portátiles que no cumplan con la Sección 9-2; (2) estar familiarizado con el mecanismo de despacho y los controles de cierre de emergencia; (3) asegurarse que la embarcación esté correctamente amarrada y que se hayan efectuado todas las conexiones; (4) permanecer a no más de 15 pies (4,6m) de los controles de despacho durante las operaciones de carga de combustible y mantener una visión directa y clara tanto de la boca de llenado de la embarcación como del mecanismo de cierre de emergencia del combustible en las instalaciones de despacho.

10-11.2 No se deberán despachar combustibles durante la noche, excepto bajo condiciones de buena iluminación.

10-11.3 Durante las operaciones de despacho de combustible estará prohibido fumar tanto a bordo de la embarcación o nave como en el predio en el cual se efectúa el despacho.

10-11.4 Antes de abrir los tanques de la embarcación que cargará combustible se deberán tomar las siguientes precauciones:

- (a) Se deberán apagar todos los motores, ventiladores y sopladores de sentina.
- (b) Se deberán extinguir todas las llamas abiertas y materiales de fumar y se apagarán todos los elementos generadores de calor que estén expuestos.
- (c) Se deberán apagar las cocinas.
- (d) Se deberán cerrar todos los ojos de buey, puertas, ventanas y escotillas.

10-11.5 Después que el flujo de combustible se haya detenido:

- (a) Se deberá asegurar herméticamente la tapa de la boca de llenado.
- (b) Se deberán limpiar de inmediato las pérdidas que pudieran haberse producido.
- (c) Si se ha entregado un líquido Clase I, la totalidad de la embarcación deberá permanecer abierta, con sopladores de sentina encendidos durante al menos 5 minutos antes de arrancar cualquier motor o encender fuegos en las cocinas. Si no se cuenta con sopladores de sentina se exigirán 5 minutos de ventilación adicional.

10-11.6 No se deberán despachar líquidos Clase I a embarcaciones cuyos tanques estén ubicados bajo cubierta a menos que cada tanque esté equipado con una tubería de llenado independiente, cuyo extremo receptor esté firmemente conectado a una placa en cubierta y posea tapa roscada. Estas tuberías se deberán prolongar hasta el tanque y hacia el interior de éste. El extremo de las tuberías de llenado de las embarcaciones que reciban líquidos combustibles Clase II o Clase IIIA estará firmemente asegurado a una placa en cubierta y deberá estar equipado con una tapa roscada. Estará permitido conectar dichas tuberías a un sistema múltiple de carga de combustible que se prolongará hacia y hasta el interior de cada uno de los tanques independientes. Cada tanque contará con una tubería de venteo adecuada que se deberá extender desde el tanque hasta el exterior del brozal o las barandas para que los vapores se disipen fuera de borda.

10-11.7 Los propietarios u operadores de las embarcaciones no ofrecerán sus naves para cargar combustible a menos que:

- (a) Los tanques a llenar sean venteados adecuadamente para disipar los vapores hacia la atmósfera exterior y los sistemas de combustible sean herméticos al líquido y los vapores con respecto a todos los interiores.
- (b) Todos los sistemas de combustible hayan sido diseñados, instalados y mantenidos de acuerdo con las especificaciones del fabricante de la embarcación.
- (c) Se haya establecido comunicación entre el despachante y la persona a cargo de la nave que recibirá el combustible con el objeto de determinar la capacidad de carga de combustible de la embarcación, la cantidad de combustible a bordo y la cantidad de combustible a cargar a bordo.

(d) Los sistemas de puesta a tierra y de interconexión eléctrica de la embarcación hayan sido mantenidos de acuerdo con las especificaciones de sus fabricantes.

10-11.8 En el área de despacho de todas las estaciones de servicio marítimas se deberán instalar carteles escritos en letras rojas de imprenta mayúscula de 2 pulg. (5cm) de altura sobre fondo blanco en una ubicación conspicua con las siguientes leyendas:

ANTES DE CARGAR COMBUSTIBLE:

- (a) Detenga todos los motores y auxiliares.
- (b) Cierre la alimentación eléctrica, apague las llamas abiertas y fuentes de calor.
- (c) Verifique sentinas para detectar la presencia de vapores.
- (d) Apague todos los materiales de fumar.
- (e) Cierre las aberturas y accesorios que podrían permitir el ingreso de vapores a los recintos cerrados de la embarcación.

DURANTE LA CARGA DE COMBUSTIBLE:

- (a) Mantenga la boquilla en contacto con la tubería de llenado.
- (b) Limpie inmediatamente las pérdidas.
- (c) Evite el llenado excesivo.
- (d) La boquilla de llenado debe estar atendida en todo momento.

DESPUÉS DE LA CARGA DE COMBUSTIBLE:

- (a) Inspeccione sentinas para detectar pérdidas de combustible y olores.
- (b) Ventile hasta que desaparezcan los olores.

Capítulo 11 Publicaciones de referencia

11-1 Los siguientes documentos o partes de ellos se mencionan en este código y deberán ser considerados parte de los requisitos de este documento. La edición indicada para cada una de las referencias es la edición vigente a la fecha de la publicación de este documento de la NFPA.

11-1.1 Publicaciones de la NFPA.

National Fire Protection Association, 1 Batterymarch Park, PO Box 9101, Quincy, MA 02269-9101.

NFPA 14, *Norma para la Instalación de Sistemas de Cañerías para Hidrantes y Mangueras*, edición 1996.

NFPA 30, *Código de Líquidos Inflamables y Combustibles*, edición 1996.

NFPA 70, *Código Eléctrico Nacional*, edición 1996.

NFPA 80, *Norma para Puertas y Ventanas contra Incendio*, edición 1995.

NFPA 88B, *Norma para Talleres Mecánicos*, edición 1991.

NFPA 90A, *Norma para la Instalación de Sistemas de Aire Acondicionado y Ventilación*, edición 1996.

NFPA 91, *Norma para los Sistemas de Extracción de Aire con Transporte de Materiales*, edición 1995.

NFPA 101, *Código de Seguridad Humana*, edición 1994.

NFPA 302, *Norma para la Protección contra Incendios de Embarcaciones Comerciales y de Recreación*, edición 1994.

NFPA 303, *Norma para la Protección contra Incendios de Dársenas y Amarraderos*, edición 1995.

NFPA 385, *Norma para Vehículos Tanque para Líquidos Combustibles e Inflamables*, edición 1990.

11-1.2 Otras publicaciones.

Underwriters Laboratories Incorporated, 333 Pfingsten Road, Northbrook, IL 60062.

UL 842-1987, *Norma para Válvulas para Fluidos Inflamables*.

UL 2085-1994, *Norma para Tanques Aislados para Líquidos Inflamables y Combustibles Ubicados sobre el Nivel del Terreno*.

Apéndice A – Material explicativo

Este Apéndice no forma parte de los requisitos del presente documento de la NFP y sólo se incluye con propósitos informativos.

A-1-2 Aprobado. La National Fire Protection Association no aprueba, inspecciona ni certifica instalaciones, procedimientos, equipos ni materiales, ni aprueba ni evalúa laboratorios de ensayo. Para determinar la aceptabilidad de instalaciones, procedimientos, equipos o materiales, la autoridad competente puede basar el criterio de aceptación en el cumplimiento con normas NFPA u otras normas adecuadas. En ausencia de tales normas, dicha autoridad puede exigir evidencia de instalación, procedimiento o uso correcto. La autoridad competente puede, asimismo, remitirse a las prácticas del listado y sellado de una organización vinculada a la evaluación de productos, que se encuentre en condiciones de determinar el cumplimiento con las normas adecuadas para la producción actual de los ítems listados.

A-1-2 Autoridad competente. En los documentos de la NFPA la frase "autoridad competente" se emplea de manera amplia, ya que las jurisdicciones y agencias de aprobación varían, como también varían sus responsabilidades. Cuando la prioridad es la seguridad pública, la autoridad competente podrá ser un departamento o representante federal, estatal, local o regional, tal como un jefe de bomberos; comisario de bomberos; jefe de una oficina de prevención de incendios, departamento de trabajo o departamento de salud; funcionario de la construcción; inspector eléctrico; u otros que posean autoridad estatutaria. A los fines de los seguros, la autoridad competente podrá ser un departamento de inspección de las aseguradoras, una oficina de clasificaciones u otro representante de las compañías de seguros. En muchas circunstancias

el propietario o su representante legal asumen el papel de autoridad competente; en las instalaciones gubernamentales el funcionario a cargo o el funcionario departamental podrán ser la autoridad competente.

A-1-2 Dispositivo surtidor, tipo aéreo. Esta definición distingue entre un surtidor aéreo que emplea una manguera retráctil montada sobre un tambor aéreo y el dispositivo, habitual hoy en día, que posee una o más salidas para mangueras en una estructura ubicada en la parte superior del surtidor. Estas unidades "de manguera elevada", también denominadas "surtidores multiproducto", son tratados por la norma NFPA 30A como dispositivos surtidores convencionales.

A-1-2 Listado. El medio empleado para identificar los equipos listados puede variar para cada organización relacionada con la evaluación de productos, algunas de las cuales no reconocen que los equipos están listados a menos que también posean sello. La autoridad competente debería utilizar el sistema empleado por la organización que confecciona el listado para identificar un producto listado.

A-2-1.5 La norma API 1621, *Prácticas Recomendadas para el Control de Stock Líquido a Granel en Bocas de Expendio Minoristas*, proporciona información sobre este tema.

A-2-4.1 La norma PEI RP200-92, *Prácticas Recomendadas para la Instalación de Sistemas de Almacenamiento ubicados por encima del Nivel del Terreno para la Carga de Combustible en Vehículos Automotores*, proporciona información adicional sobre este tema.

A-2-4.5 La norma NFPA 30A exige que los "tanques resistentes al fuego" sobrevivan a un ensayo de incendio de 2 horas de duración usando el ambiente de exposición al

fuego descrito en la norma UL 2085, *Norma para Tanques Aislados para Líquidos Inflamables y Combustibles Ubicados sobre el Nivel del Terreno*, o un protocolo de ensayo de incendio equivalente. Se debe destacar que se emplean otros procedimientos de ensayo equivalentes, tales como el del *Código Uniforme de Incendios del International Fire Code Institute*, Apéndice II-F, *Tanques Protegidos ubicados por encima del Nivel del Terreno en las Estaciones de Despacho de Combustible para Vehículos Automotores fuera de los Edificios*, y el de la norma 93-01 del Southwest Research Institute, *Requisitos de Ensayo para Tanques Protegidos para Almacenamiento de Combustibles Líquidos Inflamables ubicados por encima del Nivel del Terreno*; estos dos usan la misma exposición al fuego. También se debe notar que el Código Uniforme de Incendios utiliza el término "tanque protegido" para describir los tanques que cumplen con el Apéndice II-F o con la norma SWRI 93-01.

Debido a estas diferencias, los tanques normalmente se listarán en base a ambos conjuntos de criterios. Si éste no es el caso, se puede considerar que un tanque cuenta con el sello "protegido" de acuerdo con el Apéndice II-F o con la norma SWRI 93-01 cumple con los requisitos de 2-4.5(a). Sin embargo puede que lo contrario no sea válido. En otras palabras, un "tanque resistente al fuego" según la definición dada en la Sección 2-4.5(a) podría no cumplir con todos los criterios necesarios para los "tanques protegidos" de acuerdo con la definición del *Código Uniforme de Incendios*.

A-3-6 Cuando las tuberías de llenado para líquidos Clase II y Clase IIIA y para líquidos Clase I estén ubicadas en una misma área inmediata, se deberán proporcionar medios efectivos para impedir la transferencia equivocada de líquidos Clase I desde o hacia los recipientes o tanques empleados para líquidos Clase II o Clase IIIA, tales como diferentes tamaños de tuberías, dispositivos de conexión, seguros especiales u otros métodos.

Apéndice B – Líquidos inflamables y combustibles típicamente presentes en las estaciones de servicio

Este Apéndice no forma parte de los requisitos del presente documento de la NFPA, y sólo se incluye con propósitos informativos.

Líquido	Punto de inflamación, °F	Clasificación NFPA30	Punto de ebullición, °F	Temperatura mín. de ignición en aire, °F
Anticongelante	230	IIIB	300	-
Líquido para frenos	300	IIIB	540	-
Grasa para chasis	400	IIIB	> 800	> 800
Drenado del cárter	-	IIIB	-	-
Combustible Diesel #1	100	II	-	-
Combustible Diesel #2	125	II	-	-
Combustible Diesel #4	130	II	-	-
Gasolina	-40 a -50	IB	100 a 400	aprox. 800
Lubricante para engranajes	395	IIIB	> 800	> 800
Kerosene (Fuel Oil #1)	100	II	304 a 574	440
Grasa Litio-Moly	380	IIIB	> 800	> 900
Aceites lubricantes	300 a 450	IIIB		
Líquido para sistema de dirección	350	IIIB	> 550	-
Líquido para sistema de transmisión				
Dexron II	395	IIIB	> 800	> 800
Tipo F	380	IIIB	> 800	> 800
Grasa Blanca	465	IIIB	> 800	> 800
Fluido para limpieza de parabrisas (Mezclas metanol/agua):				
100% metanol	54	IB	148	725
50% metanol/50% agua	80	IB	-	
20% metanol/80% agua	118	II	-	
5% metanol, 95% agua	206	IIIB	-	

Apéndice C – Publicaciones de Referencia

C-1 Los siguientes documentos o partes de ellos se mencionan en esta norma sólo con propósitos informativos y, por lo tanto, no se consideran parte de los requisitos de este documento. La edición indicada para cada referencia es la vigente a la fecha de emisión de este documento de la NFPA.

C-1.1 Publicaciones de la NFPA

NFPA 30 – *Código de Líquidos inflamables y combustibles*. Edición 1996.

NFPA 52 – *Norma para los Sistemas de Combustible vehiculares a Gas Natural Comprimido (CNG)* Edición 1995.

NFPA 58 – *Norma para el almacenaje y manejo de gases licuados de petróleo*. Edición 1995.

NFPA 77 – *Práctica recomendada sobre Electricidad Estática*. Edición 1993. *Manual del Código de líquidos Inflamables y Combustibles*.

C-1.2 Otras publicaciones

C-1.2.1 Publicación API Instituto Americano del Petróleo, 1220 L Street, NW, Washington, DC 20005.

API RP1621-1993, *Recommended Practice for Bulk Liquid Stock Control at Retail Outlets.*

C-1.2.2 Publicación IFCI Instituto Internacional del Código de Incendios, 5360 Workman Mill Road, Whittier, CA 90601-2298.

Uniform Fire Code Appendix II-F, *Protected Aboveground Tanks for Motor Vehicle Fuel-Dispensing Outside Buildings.*

C-1.2.3 Publicación PEI Petroleum Equipment Institute, P.O. Box 2380, Tulsa, OK 74101.

PEI RP200-96, *Recommended Practices for Installation of Aboveground Storage Systems for Motor Vehicle Fueling.*

C-1.2.4 Publicación SWRI Southwest Research Institute, 6220 Culebra Road, San Antonio, TX 78284.

SWRI 93-01, *Testing Requirements for Protected Aboveground Flammable Liquid Fuel Storage Tanks.*

C-1.2.5 Publicación UL Underwriters Laboratories Incorporated, 333 Pfingsten Road, Northbrook, IL 60002.

ANSI/UL 87, *Power Operated Dispensing Devices for Petroleum Products.*

Apéndice D

Definiciones en Orden Alfabético

Aprobado.* Aceptable para la autoridad competente.

Autoridad competente.* Organización, oficina o individuo responsable de la aprobación de los equipos, instalaciones o procedimientos.

Bidón de seguridad. Recipiente autorizado de no más de 5 galones (18.9L) de capacidad, que posee una tapa de cierre a resorte y un cubrepico, diseñado para aliviar de manera segura la presión interna en caso de exposición al fuego.

Con sello. Equipos o materiales a los cuales se ha adherido un sello u otra marca de identificación de una organización aceptada por la autoridad competente y relacionada con la evaluación de productos o equipos, que realiza inspecciones periódicas a la producción de equipos y materiales que ostentan el sello, y a través de cuyo sello el fabricante muestra el cumplimiento con las normas apropiadas o que el equipo o producto se desempeña de un modo determinado.

Dispositivo surtidor, tipo aéreo.* Dispositivo surtidor consistente en una o más unidades individuales diseñadas para ser instaladas de manera conjunta, montados por encima de un área de despacho generalmente dentro de la estructura cubierta de la estación de servicio, y caracterizada por el empleo de un tambor aéreo para enrollar las mangueras.

Equipos para procesar vapores. Aquellos componentes de un sistema de tratamiento de vapor diseñados para procesar los vapores o líquidos captados durante las operaciones de carga en las estaciones de servicio, plantas de carga a granel o terminales.

Estación de servicio para flotas vehiculares. Aquella parte de una propiedad comercial, industrial, gubernamental o fabril en la cual se almacenan líquidos empleados como combustible y en donde personas empleadas por estas organizaciones realizan la carga de los tanques de los vehículos afectados a sus operaciones.

Estaciones de servicio.

Estación de Servicio Automotriz. Aquella parte de una propiedad en la cual se almacenan líquidos empleados como combustible para motores y en donde se despachan dichos líquidos a partir de equipos fijos hacia los tanques de combustible de vehículos automotores o recipientes aprobados. Incluyen todas las instalaciones para la venta y reparación de cubiertas, baterías y accesorios. Esta designación también se aplicará a las construcciones, o a las partes de las construcciones, dedicadas a la lubricación, inspección y trabajos de reparación menores, tales como afinado y reparación de frenos. Se excluyen las reparaciones mayores, tales como chapa y pintura o reparación de paragolpes.

Estación de servicio marítima. Aquella parte de una propiedad en la cual se almacenan líquidos empleados como combustible y en donde se despachan dichos combustibles a partir de equipos ubicados en la costa, espigones, muelles o embarcaderos flotantes hacia los tanques de combustible de embarcaciones autopropulsadas. Incluyen todas las instalaciones usadas en conexión con estas operaciones.

Estación de servicio ubicada dentro de un edificio. Aquella parte de una estación de servicio ubicada dentro del perímetro de un edificio o de una estructura que también cuenta con áreas dedicadas a otros fines. La estación de servicio puede ser cerrada o estar parcialmente encerrada por los muros, pisos, cubiertas o particiones de la construcción, o bien puede estar abierta hacia el exterior. La expresión área de despacho hará referencia a la parte de la estación de servicio requerida para despachar los combustibles a los tanques de los vehículos a motor. Esta definición no incluye la carga de combustible en las operaciones de fabricación, montaje y ensayo.

Líquido combustible. Líquido cuyo punto de inflamación es igual o superior a 100°F (37,8°C).

Los líquidos combustibles se subclasificarán de la siguiente manera:

(a) Líquidos Clase II: aquellos cuyos puntos de inflamación son iguales o superiores a 100°F (37,8°C) e inferiores a 140°F (60°C).

(b) Líquidos Clase IIIA: aquellos cuyos puntos de inflamación son iguales o superiores a 140°F (69°C) e inferiores a 200°F (93°C).

(c) Líquidos Clase IIIB: aquellos cuyos puntos de inflamación son iguales o superiores a 200°F (93°C)

(Ver el Apéndice B para información sobre los líquidos típicamente presentes en las estaciones de servicio).

Líquido inflamable. Los líquidos que posean puntos de inflamación inferior a 100°F (37,8°C) y una presión de vapor que no supere los 40 psia (2068 mmHg) a 100°F (37,8°C) se denominarán líquidos Clase I.

Los líquidos Clase I se subclasificarán de la siguiente manera:

(a) Líquidos Clase IA: líquidos cuyos puntos de inflamación son inferiores a 73°F (22,8°C), con puntos de ebullición inferiores a 100°F (37,8°C).

(b) Líquidos Clase IB: líquidos cuyos puntos de inflamación son inferiores a 73°F (22,8°C), con puntos de ebullición iguales o superiores a 100°F (37,8°C).

(c) Líquidos Clase IC: líquidos cuyos puntos de inflamación son iguales o superiores a 73°F (22,8°C) e inferiores a 100°F (37,8°C).

(Ver el Apéndice B para información sobre los líquidos típicamente presentes en las estaciones de servicio)

Listado.* Equipo, materiales o servicios incluidos en una lista publicada por una organización aceptada por la autoridad competente, relacionada con la evaluación de los productos o servicios, que realiza inspecciones periódicas de los equipos y materiales listados o evaluaciones periódicas de los servicios listados, y que en sus listas establece si los equipos, materiales o servicios están de acuerdo con las normas apropiadas o que han sido ensayados y encontrados aptos para un uso determinado.

Recipiente. Cualquier recipiente con capacidad igual o inferior a 60 galones Estadounidenses (227 L), empleado para el transporte o almacenamiento de líquidos.

Recipiente cerrado. Recipiente que se adapta a la definición aquí incluida, sellado por medio de una tapa

u otro dispositivo de manera que a temperaturas normales no permita el escape de líquido ni vapor.

Sistema de recuperación de vapores. Sistema diseñado para captar y retener sin procesar los vapores desplazados durante las operaciones de carga en las estaciones de servicio, plantas de carga a granel o terminales. Ejemplos de ello son los sistemas que desplazan vapor por equilibrio de presiones y los sistemas sin procesamiento de vapor que emplean vacío.

Sistema para procesar vapores. Sistema diseñado para captar y procesar los vapores desplazados durante las operaciones de carga en las estaciones de servicio, plantas de carga a granel o terminales mediante medios mecánicos y/o químicos. Ejemplos de ello son los sistemas que emplean ventiladores para captar los vapores y los sistemas de refrigeración, absorción y combustión para procesar los vapores.

Sótano. Planta de un edificio o construcción que posee la mitad o más de su altura por debajo del nivel del terreno y a la cual el acceso a los fines del combate de incendio está indebidamente restringido.

Tanque de almacenamiento por encima del nivel del terreno. Tanque horizontal o vertical listado y diseñado para instalaciones fijas, sin relleno de respaldo, ubicado por encima del nivel del terreno o por debajo del nivel del terreno, usado en conformidad con los alcances de su listado o aprobación.

Tanque portátil. Cualquier recipiente cerrado que posea una capacidad superior a 60 galones Estadounidenses (227 L) que no haya sido diseñado para su instalación fija.

Tanque resistente al fuego. Tanque ubicado por encima del nivel del terreno, listado, que proporciona protección resistente al fuego en caso de exposición a incendios de charcos líquidos de alta intensidad. (ver 2-4.5).

Terminal o planta de carga a granel. Parte de una propiedad en la cual se reciben los líquidos por medio de buques tanque, tuberías, camiones cisterna o vehículos cisterna, y en donde se almacenan o mezclan a granel con el fin de distribuir dichos líquidos mediante buques tanque, tuberías, camiones cisterna, vehículos cisterna, tanques portátiles o recipientes.

Ventilación. De acuerdo con las especificaciones de este código, el objetivo de la ventilación es la prevención de incendios y explosiones. Se considera adecuada si es suficiente para impedir la acumulación de cantidades significativas de mezcla combustible-aire en concentraciones superiores a la cuarta parte del límite de inflamación inferior.

Interpretación formal**NFPA 30A****Código de Estaciones de Servicio Automotrices y Marítimas****Edición 1996****Referencia: 2-4.5(f)****F.I. 93-I (NFPA 30A)**

Pregunta: El Párrafo 2-4.5(f) tiene la intención de ser aplicado a un conducto de venteo de emergencia instalado en un recinto secundario encerrado provisto de manera adjunta a un tanque resistente al fuego?

Respuesta: Sí.

Edición de la emisión: 1993**Referencia: 2-4.5(f)****Fecha de emisión: Marzo 7, 1995****Fecha de vigencia: Marzo 27, 1995**

Copyright © 1995 Todos los derechos reservados
NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION

Código de Estaciones de Servicio Automotrices y Marítimas**Edición 1996****Referencia: 9-3.5****F.I. 90-1**

Antecedentes: El Párrafo 9-3.5 establece que un sistema de despacho de combustible que es alimentado desde un tanque ubicado por encima del nivel del terreno no deberá exceder los 6000 galones. Sin embargo, no indica si este límite se aplica al sistema de tanque individual o a la cantidad acumulada de líquidos Clase I y Clase II en un sistema multi-tanque. El *Manual del Código de Líquidos Inflamables y Combustibles*, cuarta edición, indica que se permiten dos tanques cuando el operador requiere dos clases de combustibles: Clase I (gasolina) y Clase II (combustible diesel).

Pregunta: Es la intención de 9-3.5 permitir la instalación de dos tanques/sistemas de despacho de combustible, cada uno de ellos con una capacidad máxima de 6000 galones cuando un sistema contiene un líquido Clase I, tal como la gasolina, y el otro sistema contiene un líquido Clase II, tal como el combustible diesel?

Respuesta: Sí.

Edición de la emisión: 1990**Referencia: 9-3.5****Fecha de emisión: Mayo 14, 1992****Fecha de vigencia: Junio 3, 1992**

Copyright © 1994 Todos los derechos reservados
NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION

ÍNDICE

Prefacio	4
----------------	---

Capítulo 1 Requisitos generales

	Pág.
1-1 Alcance y Aplicación	4
1-2 Definiciones	4
1-3 Retroactividad	6
1-4 Equivalencia	6

Capítulo 2 Almacenamiento

2-1 Requisitos generales	6
2-2 Recintos especiales	7
2-3 Interior de las construcciones	7
2-4 Tanques de almacenamiento de las estaciones de servicio ubicados por encima del nivel del terreno	7

Capítulo 3 Tuberías, válvulas y accesorios

3-1 Generalidades	10
3-2 Corrientes vagabundas	10
3-3 Ubicación	10
3-4 Válvulas de cierre	10
3-5 Ensayos posteriores a la instalación	10
3-6 Identificación de las tuberías	10
3-7 Protección contra exceso de presión	11
3-8 Materiales de bajo punto de fusión	11

Capítulo 4 Sistema de despacho de combustible

4-1 Ubicación de los dispositivos surtidores y de los interruptores eléctricos de emergencia	11
4-2 Dispositivos surtidores de combustible	11
4-3 Sistemas de bombeo remoto	12
4-4 Sistemas de recuperación de vapor	12
4.5 Sistemas de procesamiento de vapor	12

Capítulo 5 Fosas y áreas de trabajo por debajo del nivel del terreno y por debajo del nivel de piso	13
--	-----------

Capítulo 6 Estaciones de servicio ubicadas dentro de un edificio

6-1 Generalidades	11
6-2 Área de despacho	11
6-3 Ventilación	11
6-4 Tuberías	11
6-5 Sistemas de drenaje	11

Capítulo 7 Equipos eléctricos

7-1 Alcance	14
7-2 Requisitos generales	15
7-3 Instalación en ubicaciones clasificadas	15

Capítulo 8 Aparatos que generan calor	18
--	-----------

Capítulo 9 Requisitos operativos

9-1 Boquillas para el despacho de combustible	18
9-2 Despacho en recipientes portátiles	19

9-3 Atención o supervisión del despacho	19
9-4 Estaciones autoservicio atendidas	20
9-5 Estaciones autoservicio no atendidas	20
9-6 Drenaje y eliminación de residuos	21
9-7 Fuentes de ignición	21
9-8 Control de incendios	21
9-9 Señales	21

Capítulo 10 Estaciones de servicio marítimas

10-1 Alcance	21
10-2 Almacenamiento	21
10-3 Sistemas de tuberías	22
10-4 Dispositivos para el despacho de combustible	22
10-5 [RESERVADO]	23
10-6 Fuentes de ignición	23
10-7 Puesta a tierra / Continuidad eléctrica (equipotencialización)	23
10-8 Control de incendios	23
10-9 Tanques portátiles y recipientes	
10-10 Instalaciones para el despacho de combustible desde camiones tanque	24
10-11 Generalidades	24

Capítulo 11 Publicaciones de referencia	25
--	-----------

Apéndice A – Material explicativo	25
--	-----------

Apéndice B – Líquidos combustibles e inflamables típicamente presentes en las estaciones de servicio	27
---	-----------

Apéndice C – Publicaciones de referencia	27
---	-----------

Apéndice D – Definiciones en Orden Alfabético	28
--	-----------

El proceso de desarrollo de los códigos y normas NFPA

Desde 1896, uno de los principales propósitos de la NFPA ha sido el desarrollar y actualizar las normas que cubren todas las áreas de la seguridad contra incendios.

Pedidos de propuestas

El proceso de adopción del código tiene lugar dos veces al año y comienza con un pedido de propuestas al público para enmendar los códigos y normas existentes o para desarrollar el contenido de nuevos documentos sobre seguridad contra incendios.

Informe sobre propuestas

Luego de recibidas las propuestas del público, los miembros del comité técnico se reúnen para revisar, considerar y actuar sobre las propuestas. Las propuestas del público, conjuntamente con la acción del comité sobre cada propuesta y con las propuestas generadas por el mismo comité, son publicadas en el Report of Proposals (Informe sobre propuestas) de la NFPA (ROP). El ROP es luego sujeto a revisión y comentario por parte del público.

Informe sobre los comentarios

Los comités técnicos correspondientes consideran los comentarios del público y los evalúan. Todos los comentarios del público, junto a la acción del comité sobre cada comentario, son publicados como el informe suplementario del comité en el Report on Comments (Informe sobre comentarios) de la NFPA (ROC).

El informe del comité y el informe suplementario son luego presentados para su adopción y debate abierto en cualquiera de las convenciones semestrales de la NFPA, las cuales tienen lugar a través de todos Estados Unidos y Canadá.

Acción de la asociación

La convención de la Asociación podrá, sujeto a la revisión y emisión del Consejo de Normas de la NFPA: (a) adoptar el informe tal como fue publicado, (b) adoptar el informe enmendado, sujeto a la aprobación del comité, (c) devolver el informe al comité para un estudio más detallado, y (d) devolver una parte del informe al comité.

Acción del Consejo de Normas

El Consejo de Normas juzgará si es conveniente editar un documento NFPA basado en la totalidad del informe ante el Consejo, incluyendo la votación que tuviera lugar en la convención de la Asociación sobre el informe del comité técnico.

Procedimientos de la votación

La votación de la Convención Anual o de Otoño de la NFPA está restringida a los miembros oficiales durante los 180 días anteriores a la apertura de la primera sesión general de la convención, excepto aquellos individuos que se unan a la Asociación durante una Convención Anual o de Otoño, los cuales estarán autorizados para votar en la siguiente Convención de Otoño o Anual.

Los "miembros" son definidos por el artículo 3.2 de los Estatutos como individuos, firmas, corporaciones, asociaciones comerciales o profesionales, institutos, departamentos de incendios, brigadas de incendios, y otras agencias públicas o privadas que deseen avanzar en los objetivos de la Asociación. Cada miembro tiene un voto en las cuestiones de la Asociación. Bajo el Artículo 4.5 de los Estatutos, el voto de tales miembros podrá ser emitido por el miembro individualmente o por un empleado designado por escrito por el miembro oficial que se ha registrado para la convención. Tal persona designada no podrá ser designada para representar a más de un privilegio de voto sobre cada cuestión ni para emitir más de un voto sobre cada cuestión.

Todo miembro que desee designar a un empleado para que emita el voto del miembro en la convención de la Asociación en lugar de ese miembro, deberá proveer a ese empleado de la autorización escrita para representar al miembro en la convención. La autorización deberá ser en papel con el membrete de la empresa, firmada por el miembro oficial, con la indicación del número de socio, y la autorización deberá ser registrada ante el Presidente de la NFPA o la persona por él designada, antes del comienzo de la sesión general de apertura de la convención. El empleado tendrá el privilegio de emitir sólo un voto sobre cada asunto representado ante la Asociación, sin tener en consideración su status individual de socio dentro de la misma.

Secuencia de eventos que llevan a la publicación de un documento de un Comité de la NFPA

Sale un pedido de propuestas para enmendar documentos existentes o para la recomendación de nuevos documentos.

El Comité se reúne para actuar sobre las propuestas, para desarrollar sus propias propuestas y para preparar su informe.

El Comité vota sobre las propuestas por votación a sobre cerrado. Si dos tercios aprueban, el informe sigue adelante, si faltan los dos tercios de aprobación, el informe regresa al Comité.

El informe se publica para su revisión y comentario por parte del público.
(Report on Proposals – ROP).
(Informe sobre propuestas)

El Comité se reúne para actuar sobre los comentarios recibidos del público.

El Comité vota sobre los comentarios por votación a sobre cerrado. Si dos tercios aprueban, sigue adelante el informe suplementario. Faltando los dos tercios de aprobación, el informe suplementario regresa al Comité.

El informe suplementario se publica para su revisión por el público.
(Report on Comments – ROC)
(Informe sobre comentarios)

Se reúnen los miembros de la NFPA (Convención Anual o de Otoño) y actúan sobre el informe del Comité (ROP o ROC).

El Comité vota sobre toda enmienda realizada al informe aprobada durante la Convención Anual o de Otoño.

Las apelaciones al Consejo de Normas sobre el accionar de la Asociación deberán cumplimentarse dentro de los 20 días de realizada la Convención Anual o de Otoño de la NFPA.

El Consejo de Normas decide, basándose en toda la evidencia, si edita o no la norma, o si toma alguna otra acción, incluso el apoyar las apelaciones.

Clasificación de los Miembros de los Comités

La clasificación siguiente se aplica a los miembros de los Comités Técnicos y representa el interés principal de ellos en la actividad de un comité en particular.

- M** *Fabricante* : El representante de un fabricante o comercializador de un producto, conjunto, sistema, o porción de ellos, que está afectado por la norma.
- U** *Usuario*: El representante de una entidad que está sujeta a las previsiones de la norma o que utiliza voluntariamente la norma.
- I / M** *Instalador / Mantenedor*: El representante de una entidad que se dedica al negocio de instalación o mantenimiento de un producto, conjunto o sistema, afectado por la norma.
- L** *Trabajador* : El representante de un trabajador o empleado dedicado a la seguridad en los lugares de trabajo.
- R / T** *Investigación aplicada / Laboratorio de ensayos*: El representante de un laboratorio de ensayos independiente o de una organización independiente de investigación aplicada, que promulga y/o hace cumplir las normas.
- E** *Autoridad de Cumplimiento* : El representante de una agencia o de una organización que promulga y/o hace cumplir las normas.
- I** *Asegurador* : El representante de una compañía de seguros, corredor, agente, oficina o agencia de inspección.
- C** *Consumidor* : La persona que es, o representa al comprador final de un producto, sistema o servicio, afectado por la norma, pero la cual no está incluida en la clasificación de *Usuario*.
- SE** *Experto Especial* : La persona que no es representante de ninguna de las clasificaciones precedentes, pero que tiene una experiencia especial en el alcance de la norma o en parte de éste.

NOTA 1: " Norma " , significa código, norma, práctica recomendada, o guía.

NOTA 2 : Representante, incluye a quien es un empleado.

NOTA 3 : Si bien esta clasificación será utilizada por el Consejo de Normas para lograr el balance en un Comité Técnico, el Consejo de Normas puede determinar qué nuevas clasificaciones de miembros o intereses especiales requieren representación para fomentar las mejores deliberaciones posibles del Comité en un determinado proyecto. En este sentido, el Consejo de Normas puede hacer las designaciones que considere apropiadas a favor del interés público, como ser por ejemplo, la clasificación de " Servicios Públicos " , en el Comité del Código Eléctrico Nacional.

NOTA 4 : Se considera generalmente que los representantes de los subsidiarios de cualquier grupo tienen la misma clasificación que la organización con la que están relacionados.

FORMULARIO PARA PROPUESTAS SOBRE DOCUMENTOS DE COMITÉ TÉCNICO DE LA NFPA

Enviar a: Secretaría del Consejo de Normas

National Fire Protection Association, 1 Batterymarch Park, Quincy, Massachusetts 02269-9101

Fax No. 617-770-3500

Nota: Todas las propuestas deberán recibirse antes de las 17.00 hs EST/EDST de la fecha de cierre de propuestas publicadas.

Si necesita más información sobre el proceso de estudio de normas, por favor contacte al Departamento de Administración de Normas al 617-984-7249.

Fecha _____ Nombre _____ Teléfono: _____

Firma (Empresa o compañía) _____

Dirección _____

Por favor indique la organización a la que representa (si representa a alguna) _____

1. a) Título del Documento NFPA _____ No. y año _____

b) Sección/Párrafo _____

2. Recomendación de la propuesta: (Marque con una cruz)

- nuevo texto
- texto revisado
- texto eliminado

PARA USO EXCLUSIVO DE LA OFICINA

No. de registro

Fecha de recepción

3. Propuesta (Incluya la nueva formulación o la formulación revisada o la identificación de los términos a eliminar):

4. Exposición del problema y fundamento para la propuesta: (Nota: Señale el problema que se resolvería con su recomendación, dé la razón específica para su propuesta incluidas copias de ensayos, trabajos de investigación, experiencia en incendios, etc. Si posee más de 200 palabras, podría ser resumido para su publicación.)

5. Esta propuesta es material original. (Nota: Se considera material original las ideas propias del presentador, basadas en su propia experiencia, pensamiento, o investigación y que, hasta su máximo conocimiento, no hayan sido copiadas de otra fuente.)

Esta propuesta no es material original: su origen (si se conoce) es el siguiente: _____

Nota 1: A máquina o con letra de imprenta legible, en tinta negra.

Nota 2: Si se incluye material suplementario (fotografías, diagramas, informes, etc.) se le podrá requerir que Ud. presente copias suficientes para todos los miembros y miembros suplentes del comité técnico.

Garantizo a la NFPA por la presente los derechos libres de regalías y sin exclusividad, incluidos los derechos sin regalías y sin exclusividad sobre el derecho de autor, sobre esta propuesta y entiendo que no adquiero derechos sobre ninguna publicación de la NFPA en la cual esta propuesta, u otra similar o forma análoga sea utilizada.

Firma (Obligatoria)

POR FAVOR USE FORMULARIOS SEPARADOS PARA CADA PROPUESTA

(Esta página ha sido dejada en blanco intencionalmente)

Bibliography of NFPA Standards

- | | | | |
|--|---|--|--|
| <p>1 Fire Prevention Code</p> <p>10 Portable Extinguishers</p> <p>10R Portable Fire Extinguishing Equipment in Dwellings</p> <p>11 Low-Expansion Foam</p> <p>11A Medium- and High-Expansion Foam Systems</p> <p>11C Mobile Foam Apparatus</p> <p>12 Carbon Dioxide Systems</p> <p>12A Halon 1301 Systems</p> <p>13 Sprinkler Systems</p> <p>13D Sprinkler Sys., Dwellings</p> <p>13E Sprinkler Prop., F.D. Operations in</p> <p>13R Sprinkler Sys., Res. Occ. up to and Including 4 Stories</p> <p>14 Standpipe, Hose Systems</p> <p>15 Water Spray Fixed Systems</p> <p>16 Deluge Foam-Water Systems</p> <p>16A Closed Head Foam-Water Sprinkler Systems</p> <p>17 Dry Chem. Ext. Systems</p> <p>17A Wet Chem. Ext. Systems</p> <p>18 Wetting Agents</p> <p>20 Centrifugal Fire Pumps</p> <p>22 Water Tanks</p> <p>24 Private Fire Service Mains</p> <p>25 Water-Based Fire Prot. Systems</p> <p>30 Flam. Liquids Code</p> <p>30A Automotive and Marine Service Station Code</p> <p>30B Aerosol Products</p> <p>31 Oil-Burning Equipment</p> <p>32 Drycleaning Plants</p> <p>33 Spray Application</p> <p>34 Dipping and Coating Processes</p> <p>35 Organic Coatings</p> <p>36 Solvent Extraction Plants</p> <p>37 Combustion Engines and Gas Turbines</p> <p>40 Motion Picture Film</p> <p>40E Pyroxylin Plastic</p> <p>43B Organic Peroxide Formulations</p> <p>43D Pesticides, Storage</p> <p>45 Laboratories Using Chemicals</p> <p>46 Forest Products, Storage</p> <p>49 Hazardous Chemicals Data</p> <p>50 Bulk Oxygen Systems</p> <p>50A Gaseous Hydrogen Systems</p> <p>50B Liquefied Hydrogen Systems</p> <p>51 Welding, Cutting and Allied Processes</p> <p>51A Acetylene Charging Plants</p> <p>51B Cutting and Welding Processes</p> <p>52 CNG Vehicular Fuel Systems</p> <p>53 Oxy. Atmospheres, Fires in</p> <p>54 Nat'l Fuel Gas Code</p> <p>55 Compressed and Liquefied Gases in Portable Cylinders</p> <p>57 LNG Vehicular Fuel Systems</p> <p>58 LP-Gas Storage</p> <p>59 LP-Gas, Utility Plants</p> <p>59A LN-Gas, Stg., Handling</p> <p>61 Agricultural and Food Products Facilities</p> <p>65 Aluminum Processing</p> <p>68 Venting of Deflagrations</p> <p>69 Explosion Prev. Systems</p> <p>70 National Electrical Code</p> <p>70B Elect. Equip. Maint.</p> <p>70E Electrical Safety in Employee Work</p> <p>72 National Fire Alarm Code</p> <p>73 Residential Elect. Maint. for Dwellings</p> <p>75 Electronic Computer Systems</p> <p>77 Static Electricity</p> <p>79 Elect. Std. for Ind. Machinery</p> <p>80 Fire Doors and Fire Windows</p> <p>80A Exterior Fire Exposure, Prot. from</p> <p>82 Incinerators, Systems & Equip.</p> <p>86 Ovens and Furnaces</p> <p>86C Ind. Furn., Sp. Processing</p> <p>86D Ind. Furnaces, Vacuum</p> <p>88A Parking Structures</p> <p>88B Repair Garages</p> <p>90A Air Conditioning Systems</p> <p>90B Warm Air Htg., Air Cond.</p> <p>91 Exhaust Syst. for Air Conveying of Materials</p> | <p>92A Smoke-Control Systems</p> <p>92B Smoke Mgmt. Syst. in Malls, Atria, Large Areas</p> <p>96 Commercial Cooking Operations</p> <p>97 Heating Terms, Glossary</p> <p>99 Health Care Facilities</p> <p>99B Hypobaric Facilities</p> <p>101* Life Safety Code</p> <p>101A Alt. Approaches to Life Safety</p> <p>102 Grandstands, Folding/Telescopic Seating, Tents, and Membrane Struct.</p> <p>105 Smoke-Control Door Assemblies</p> <p>110 Emer., Standby Power Systems</p> <p>111 Stored Electrical Energy Emer. & Standby Power Systems</p> <p>115 Laser Fire Protection</p> <p>120 Coal Preparation Plants</p> <p>121 Self-Propelled & Mobile Surface Mining Equip.</p> <p>122 Underground Metal and Nonmetal Mines</p> <p>123 Undergr. Bituminous Coal Mines</p> <p>130 Fixed Guideway Transit Systs.</p> <p>150 Racetrack Stables</p> <p>170 Fire Safety Symbols</p> <p>203 Roof Coverings/Roof Deck</p> <p>204M Smoke, Heat Venting</p> <p>211 Chimneys, Fireplaces, Vents</p> <p>214 Water Cooling Towers</p> <p>220 Types Bldg. Construction</p> <p>231 General Storage</p> <p>231C Rack Storage of Mat'ls.</p> <p>231D Rubber Tires, Storage</p> <p>231E Baled Cotton, Storage</p> <p>231F Roll Paper, Storage</p> <p>232 Records, Prot.</p> <p>232A Archives and Records Centers</p> <p>241 Construction, Alteration, and Demolition Operations</p> <p>251 Bldg. Constr. & Mat'ls., Fire Tests</p> <p>252 Door Assem., Fire Tests of</p> <p>253 Floor Covering Systems, Test for</p> <p>255 Bldg. Mat'ls., Burning Character</p> <p>256 Roof Coverings, Tests of</p> <p>257 Window Assemblies, Tests of</p> <p>258 Smoke Generation, Test of</p> <p>259 Heat of Bldg. Mat'ls., Test for</p> <p>260 Cig. Ignition Resistance—Components of Furniture, Tests for</p> <p>261 Cig. Ignition Resistance—Uphol. Furn. Assem., Tests for</p> <p>262 Wires and Cables, Test for Fire and Smoke Char. of</p> <p>263 Heat & Smoke Release Rates, Test for</p> <p>264 Heat-Release Rates Using Oxygen-Consumption Calorimeter, Test for</p> <p>264A Heat Release Rates—Uphol. Furn. Comp. & Mattresses</p> <p>265 Textile Wall Coverings—Room Fire Growth Contribution, Tests for</p> <p>266 Uphol. Furn. Exp. to Flaming Ignition Sources, Test for</p> <p>267 Mattress and Bedding Exp. to Flaming Ignition Source, Test for</p> <p>268 Ignitibility of Exterior Wall Assemblies, Test for</p> <p>269 Toxic Potency Data for Fire Hazard Modeling, Test for</p> <p>291 Fire Hydrants</p> <p>295 Wildfire Control</p> <p>297 Communications Systems</p> <p>298 Foam Chem. for Class A Fuels/Rural Suburban</p> <p>299 Wildfire, Protection Life and Property from</p> <p>302 Pleasure and Comm. Motor Craft</p> <p>303 Marinas and Boatyards</p> <p>306 Vessels, Gas Hazards on</p> <p>307 Manne Terminals, Piers, Wharves</p> <p>312 Vessels, Constr., Repair</p> <p>318 Cleanrooms</p> <p>325 Prop. of Flam. Liquids, Gases, Solids</p> <p>326 Underground Storage Tanks, Safe Entry</p> | <p>327 Cleaning Small Tanks</p> <p>328 Manholes, Sewers, Flam. Liquids and Gases in</p> <p>329 Flam. and Com. Liquid, Underground Releases</p> <p>385 Tank Vehicles</p> <p>388 Portable Shipping Tanks</p> <p>395 Farms, Storage Flam. Liquids</p> <p>402 Aircraft Rescue, Fire Fighting</p> <p>403 Aircraft Rescue Services</p> <p>407 Aircraft Fuel Servicing</p> <p>408 Aircraft Extinguishers</p> <p>409 Aircraft Hangars</p> <p>410 Aircraft Maintenance</p> <p>412 Eval., Foam Equip. for Aircraft</p> <p>414 Aircraft Rescue Vehicles</p> <p>415 Aircraft Terminal Buildings, Fueling Ramp Drainage, Loading Walkways</p> <p>418 Heliports</p> <p>422 Aircraft Accident Response</p> <p>423 Aircraft Engine Test Facilities</p> <p>424 Airport/Community Emerg. Planning</p> <p>430 Liquid/Solid Oxidizers</p> <p>471 Responding to Haz. Mat. Incidents</p> <p>472 Haz. Mat. Resp. Prof. Comp.</p> <p>473 Competencies for EMS Personnel</p> <p>480 Magnesium</p> <p>481 Titanium</p> <p>482 Zirconium</p> <p>485 Lithium Metal</p> <p>490 Ammonium Nitrate</p> <p>491M Haz. Chem. Reactions</p> <p>495 Explosive Materials</p> <p>496 Purged Enclosures, Elec. Equip.</p> <p>497A Class I Haz. Locations for Elec. Inst.</p> <p>497B Class II Haz. Locations for Elec. Inst. in Chem. Process Areas</p> <p>497M Gases, Vapors Dusts for Elec. Equip. in Haz. Loc.</p> <p>498 Explosives Motor Vehicle Term.</p> <p>501A Manufactured Home Instal., Sites</p> <p>501C Recreational Vehicles</p> <p>501D Recreational Vehicle Parks</p> <p>502 Highways, Tunnels, Bridges</p> <p>505 Powered Industrial Trucks</p> <p>512 Truck Fire Protection</p> <p>513 Motor Freight Terminals</p> <p>550 Fire Safety Concepts Tree</p> <p>555 Evaluating Potential for Room Flashover</p> <p>560 Ethylene Oxide</p> <p>600 Industrial Fire Brigades</p> <p>601 Guard Service</p> <p>650 Pneumatic Conveying Systems</p> <p>651 Aluminum Powder</p> <p>654 Chemical, Dye, Pharm., and Plastics Indust.</p> <p>655 Sulfur Fires and Explosions</p> <p>664 Wood Processing, Woodworking</p> <p>701 Textiles, Films, Fire Tests</p> <p>703 Fire-Ret. Treat. of Bldg. Mat'ls.</p> <p>704 Fire Hazards of Materials</p> <p>705 Field Flame Test for Textiles and Films</p> <p>750 Water Mist Fire Protection Systems</p> <p>780 Lightning Protection Systems</p> <p>801 Radioactive Materials Facilities</p> <p>802 Nuclear Research Reactors</p> <p>803 Light Water Nuclear Power Plants</p> <p>804 Adv. Light Water Reactor Electric Generating Plants</p> <p>820 Wastewater Facilities</p> <p>850 Electric Generating Plants</p> <p>851 Hydroelectric Generating Plants</p> <p>901 Incident Reporting, Fire Prot. Data</p> <p>902 Field Incident Manual</p> <p>903 Property Survey Guide</p> <p>904 Incident Follow-up Report Guide</p> <p>906 Fire Incident Field Notes</p> <p>910 Libraries and Library Collections</p> <p>911 Museums and Museum Collections</p> <p>912 Places of Worship</p> <p>914 Fire Prot. in Historic Struc.</p> <p>921 Fire and Explosion Investigations</p> | <p>1000 Prof. Qual. Accreditation and Cert. Sys.</p> <p>1001 Fire Fighter Prof. Qual.</p> <p>1002 F.D. Vehicle Driver Prof. Qual.</p> <p>1003 Airport Fire Fighter Prof. Qual.</p> <p>1021 Fire Officer Prof. Qual.</p> <p>1031 Fire Inspector Prof. Qual.</p> <p>1033 Fire Investigator Prof. Qual.</p> <p>1035 Public Fire Educator Prof. Qual.</p> <p>1041 Fire Instructor Prof. Qual.</p> <p>1051 Wildland Fire Fighter Prof. Qual.</p> <p>1061 Public Safety Telecommunicator Prof. Qual.</p> <p>1122 Model Rocketry</p> <p>1123 Fireworks Display</p> <p>1124 Fireworks, Mfg., Trans., Stge</p> <p>1125 Model Rocket/High Power Rocket Motors, Mfg.</p> <p>1126 Pyrotechnics Before Proximate Audience</p> <p>1127 High Power Rocketry</p> <p>1141 Planned Building Groups</p> <p>1201 Devel. of FP Services for Public</p> <p>1221 Public Fire Serv. Comm. Systs.</p> <p>1231 Suburban & Rural Water Supplies</p> <p>1401 Training Reports, Records</p> <p>1402 Building Training Centers</p> <p>1403 Live Fire Training Evolutions</p> <p>1404 FD SCBA Program</p> <p>1405 Land-Based Fire Fighters Who Respond to Marine Vessel Fires</p> <p>1410 Initial Fire Attack</p> <p>1420 Warehouse Occupancies</p> <p>1451 Fire Service Vehicle Operations Training Prog.</p> <p>1452 Dwelling Fire Safety Surveys</p> <p>1470 Search and Rescue, Struct. Collapse</p> <p>1500 Fire Dept. Occupational Safety and Health Prog.</p> <p>1521 Fire Dept. Safety Officer</p> <p>1561 F.D. Incident Management Syst.</p> <p>1581 F.D. Infection Control Program</p> <p>1582 Medical Requirements for Fire Fighters</p> <p>1600 Disaster Management</p> <p>1901 Automotive Fire Apparatus</p> <p>1906 Wildland Fire Apparatus</p> <p>1911 Pumps on F.D. Apparatus, Tests of</p> <p>1914 F.D. Aerial Devices, Testing</p> <p>1921 Portable Pumping Units</p> <p>1922 Self-Contained Pumping Units</p> <p>1931 Fire Dept. Ground Ladders, Design</p> <p>1932 Fire Dept. Ground Ladders, Use</p> <p>1961 Fire Hose</p> <p>1962 Fire Hose Cars, Use</p> <p>1963 Fire Hose Connections</p> <p>1964 Spray Nozzles (Shutoff and Tip)</p> <p>1971 Prot. Ensemble, Structural Fire Fighting</p> <p>1975 Station/Work Uniforms for FF</p> <p>1976 Prot. Clothing - Proximity Fire Fighting</p> <p>1977 Prot. Clothing - Wildland Fire Fighting</p> <p>1981 Self-Contained Breathing App.</p> <p>1982 Personal Alert Safety Systems for Fire Fighters</p> <p>1983 Life Safety Rope and Sys. Comp.</p> <p>1991 Vapor-Protective Suits for Haz. Chem. Emergencies</p> <p>1992 Liquid Splash-Protective Suits for Haz. Chem. Emergencies</p> <p>1993 Support Function Prot. Clothing for Haz. Chem. Oper.</p> <p>1999 Prot. Clothing - Medical Emerg. Oper.</p> <p>2001 Clean Agent Ext. Systems</p> <p>8501 Single Burner Boiler Operation</p> <p>8502 Furnace Explosions/Implosions in Multiple Boilers</p> <p>8503 Pulverized Fuel Systems</p> <p>8504 Atmospheric Fluidized-Bed Boiler Operation</p> <p>8505 Stoker Operation</p> <p>8506 Heat Recovery Steam Generators</p> |
|--|---|--|--|

Membresía a la National Fire Protection Association

Cuando Ud. se une a NFPA, Ud. se une a más de 68.000 profesionales en Protección Contra Incendios de todo el mundo que luchan contra la pérdida de vidas y bienes ocasionada por los incendios.

Hay numerosos beneficios para los miembros, que incluyen: derechos completos de voto en el proceso de desarrollo de los códigos en las reuniones Anuales y de Otoño; suscripción gratuita al *NFPA Journal*, al *NFPA Journal Buyer's Guide* y a los Boletines de noticias *NFPA News* y *NFPA Update*; un 10 % de descuento en todos los productos y servicios de NFPA, incluso en videos, en seminarios, en aranceles por registro en reuniones, y mucho más !

Para ser Miembro de NFPA, llame a NFPA al 1-800-344-3555.

Otros Recursos NFPA para la Protección Contra Incendios

Servicio de Suscripción a los Códigos Nacionales de Incendio de NFPA (National Fire Codes®) en CD-ROM !

Este completo servicio le envía cada uno de los Códigos y normas NFPA directamente a Ud. en CD-ROM - más de 290 Códigos esenciales en total ! Más, su suscripción por un año incluye las actualizaciones periódicas y la información adicional relativa a cada código que lo mantiene al tanto de los desarrollos vitales al momento en que ocurren !

Sobre el término de un año, este conveniente servicio de alta tecnología envía: dos CD-ROM's: los *Informes sobre Propuestas* y los *Informes sobre los Comentarios*, las *Enmiendas Tentativas Interinas* y las *Interpretaciones Formales*, y mucho más. Ordene hoy el suyo.

Juego de Códigos y Manual de Líquidos Inflamables y Combustibles

El nuevo *Juego 1996 de los Códigos y el Manual de Líquidos Inflamables y Combustibles*, lo provee con los nuevos hallazgos que usted necesita para evitar accidentes y salvar vidas.

El juego incluye las ediciones 1996 de la Norma NFPA 30, *Código de Líquidos Inflamables y Combustibles* y la Norma NFPA 30 A, *Código de Estaciones de Servicio Automotrices y Marítimas*.

Información sobre el cierre temporario y permanente de tanques enterrados.

Nuevos criterios de diseño obligatorios para la protección contra incendios.

La clasificación de los líquidos inflamables y combustibles.

Y mucho mas !

Para pedidos o para recibir más información de otros productos o Seminarios NFPA, llame gratis al: 1-800-344-3555 !



Perú 552/556 (1068) Buenos Aires

Tel: 54-11 4345-6606 Fax: 54-11 4345-3468

ANEXO 10

CODIGO DE LIQUIDOS INFLAMABLES Y

COMBUSTIBLES (NFPA 30)

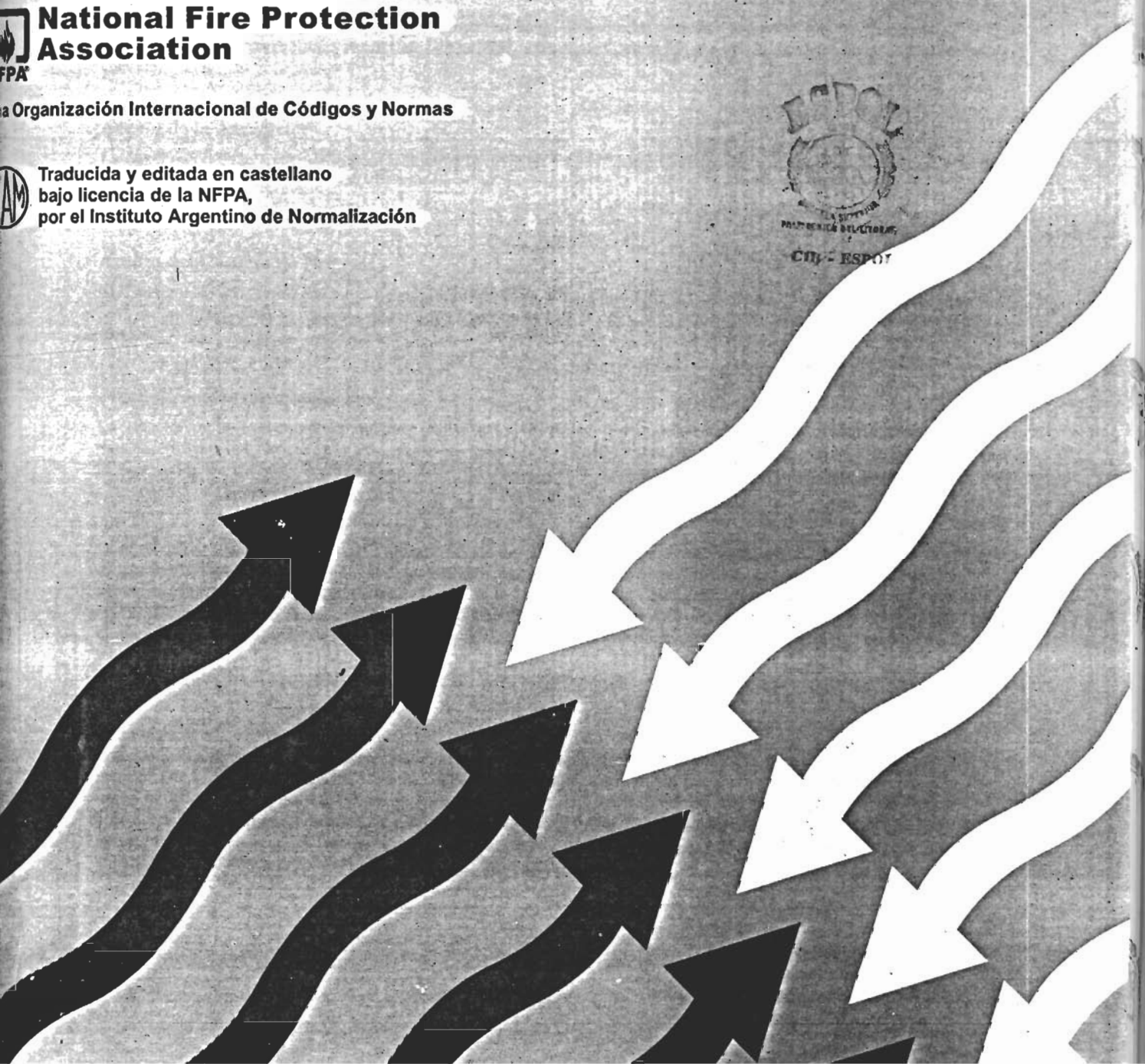
Código de Líquidos Inflamables y Combustibles

Enero 1996

 **National Fire Protection
Association**

la Organización Internacional de Códigos y Normas

 Traducida y editada en castellano
bajo licencia de la NFPA,
por el Instituto Argentino de Normalización



El Proceso de Desarrollo de los Códigos y Normas NFPA

Desde 1896, uno de los principales propósitos de la NFPA ha sido el desarrollar y actualizar las normas que cubren todas las áreas de la seguridad contra incendios.

Pedidos de Propuestas

El proceso de adopción del código tiene lugar dos veces al año y comienza con un pedido de propuestas al público para enmendar los códigos y normas existentes o para desarrollar el contenido de nuevos documentos sobre seguridad contra incendios.

Informe sobre Propuestas

Luego de recibidas las propuestas del público, los miembros del comité técnico se reúnen para revisar, considerar y actuar sobre las propuestas. Las propuestas del público, conjuntamente con la acción del comité sobre cada propuesta y con las propuestas generadas por el mismo comité, son publicadas en el Informe sobre propuestas (Report of Proposals) de la NFPA (ROP). El ROP es luego sujeto a revisión y comentario por parte del público.

Informe sobre los Comentarios

Los comités técnicos correspondientes consideran los comentarios del público y los evalúan. Todos los comentarios del público, junto a la acción del comité sobre cada comentario, son publicados como el informe suplementario del comité en el Informe sobre comentarios (Report on Comments) de la NFPA (ROC).

El informe del comité y el informe suplementario son luego presentados para su adopción y debate abierto en cualquiera de las convenciones semestrales de la NFPA, las cuales tienen lugar a través de todos Estados Unidos y Canadá.

Acción de la Asociación

La convención de la Asociación podrá, sujeto a la revisión y emisión del Consejo de Normas de la NFPA: (a) adoptar el informe tal como fue publicado, (b) adoptar el informe enmendado, sujeto a la aprobación del comité, (c) devolver el informe al comité para un estudio más detallado, y (d) devolver una parte del informe al comité.

Acción del Consejo de Normas

El Consejo de Normas juzgará si es conveniente editar un documento NFPA basado en la totalidad del informe ante el Consejo, incluyendo la votación que tuviera lugar en la convención de la Asociación sobre el informe del comité técnico.

Procedimientos de la Votación

La votación de la Convención Anual o de Otoño de la NFPA está restringida a los miembros oficiales durante los 180 días anteriores a la apertura de la primera sesión general de la convención, excepto aquellos individuos que se unan a la Asociación durante una Convención Anual o de Otoño, los cuales estarán autorizados para votar en la siguiente Convención de Otoño o Anual.

Los "miembros" son definidos por el artículo 3.2 de los Estatutos como individuos, firmas, corporaciones, asociaciones comerciales o profesionales, institutos, departamentos de incendios, brigadas de incendios, y otras agencias públicas o privadas que deseen avanzar en los objetivos de la Asociación. Cada miembro tiene un voto en las cuestiones de la Asociación. Bajo el Artículo 4.5 de los Estatutos, el voto de tales miembros podrá ser emitido por el miembro individualmente o por un empleado designado por escrito por el miembro oficial que se ha registrado para la convención. Tal persona designada no podrá ser designada para representar a más de un privilegio de voto sobre cada cuestión ni para emitir más de un voto sobre cada cuestión.

Todo miembro que desee designar a un empleado para que emita el voto del miembro en la convención de la Asociación en lugar de ese miembro, deberá proveer a ese empleado de la autorización escrita para representar al miembro en la convención. La autorización deberá ser en papel con el membrete de la empresa, firmada por el miembro oficial, con la indicación del número de socio, y la autorización deberá ser registrada ante el Presidente de la NFPA o la persona por él designada, antes del comienzo de la sesión general de apertura de la convención. El empleado tendrá el privilegio de emitir sólo un voto sobre cada asunto representado ante la Asociación, sin tener en consideración su status individual de socio dentro de la misma.

Secuencia de eventos que llevan a la publicación de un documento de un Comité de la NFPA

Pedido de propuestas para enmendar documentos existentes o para la recomendación de nuevos documentos.



El Comité se reúne para actuar sobre las propuestas, para desarrollar sus propias propuestas y para preparar su informe.



El Comité vota sobre las propuestas por votación a sobre cerrado. Si dos tercios aprueban, el informe sigue adelante, si faltan los dos tercios de aprobación, el informe regresa al Comité.



El informe se publica para su revisión y comentario por parte del público.
[Report on Proposals (Informe sobre propuestas)-ROP].



El Comité se reúne para actuar sobre los comentarios recibidos del público.



El Comité vota sobre los comentarios por votación a sobre cerrado. Si dos tercios aprueban, sigue adelante el informe suplementario. Faltando los dos tercios de aprobación, el informe suplementario regresa al Comité.



El informe suplementario se publica para su revisión por el público.
[Report on Comments (Informe sobre comentarios)-ROC]



Se reúnen los miembros de la NFPA (Convención Anual o de Otoño) y actúan sobre el informe del Comité (ROP y ROC).



El Comité vota sobre toda enmienda realizada al informe aprobada durante la Convención Anual o de Otoño



Las quejas al Consejo de Normas sobre el accionar de la Asociación deberán cumplimentarse dentro de los 20 días de realizada la Convención Anual o de Otoño de la NFPA.



El Consejo de Normas decide, basándose en toda la evidencia, si edita o no la norma, o si toma alguna otra acción, incluida el recibo de las quejas.



Las apelaciones a la Mesa de Directores sobre el accionar del Consejo de Normas deberán cumplimentarse dentro de los 20 días de la acción del Consejo.

FORMULARIO PARA PROPUESTAS SOBRE DOCUMENTOS DE COMITÉ TÉCNICO DE LA NFPA

Enviar a: Secretaría del Consejo de Normas

National Fire Protection Association, 1 Batterymarch Park, Quincy, Massachusetts 02269-9101

Fax No. 617-770-3500

Nota: Todas las propuestas deberán recibirse antes de las 17.00 hs EST/EDST de la fecha de cierre de propuestas publicadas.

Si necesita más información sobre el proceso de estudio de normas, por favor contacte al Departamento de Administración de Normas al 617-984-7249.

Fecha _____ Nombre _____ Teléfono: _____

Firma (Empresa o compañía) _____

Dirección _____

Por favor indique la organización a la que representa (si representa a alguna) _____

1. a) Título del Documento NFPA _____ No. y año _____

b) Sección/Párrafo _____

2. Recomendación de la propuesta: (Marque con una cruz)

- nuevo texto
 texto revisado
 texto eliminado

PARA USO EXCLUSIVO DE LA OFICINA

No. de registro

Fecha de recepción

3. Propuesta (incluya la nueva formulación o la formulación revisada o la identificación de los términos a eliminar):

4. Exposición del problema y fundamento para la propuesta: (Nota: Señale el problema que se resolvería con su recomendación; dé la razón específica para su propuesta incluidas copias de ensayos, trabajos de investigación, experiencia en incendios, etc. Si posee más de 200 palabras, podría ser resumido para su publicación.)

5. Esta propuesta es material original. (Nota: Se considera material original las ideas propias del presentador, basadas en su propia experiencia, pensamiento, o investigación y que, hasta su máximo conocimiento, no hayan sido copiadas de otra fuente.)

Esta propuesta no es material original: su origen (si se conoce) es el siguiente: _____

Nota 1: A máquina o con letra de imprenta legible, en tinta negra.

Nota 2: Si se incluye material suplementario (fotografías, diagramas, informes, etc.) se le podrá requerir que Ud. presente copias suficientes para todos los miembros y miembros suplentes del comité técnico.

Garantizo a la NFPA por la presente los derechos libres de regalías y sin exclusividad, incluidos los derechos sin regalías y sin exclusividad sobre el derecho de autor, sobre esta propuesta y entiendo que no adquiero derechos sobre ninguna publicación de la NFPA en la cual esta propuesta, u otra similar o forma análoga sea utilizada.

Firma (Obligatoria)

POR FAVOR USE FORMULARIOS SEPARADOS PARA CADA PROPUESTA

(Esta página ha sido dejada en blanco intencionalmente)

NFPA 30**Código de Líquidos Inflamables y Combustibles****Edición 1996**

Esta edición de la norma NFPA 30, Código de Líquidos Inflamables y Combustibles, fue preparada por el Comité sobre Líquidos Inflamables y Combustibles y asentada en actas por la National Fire Protection Association Inc. en su Reunión Anual que se llevó a cabo entre el 20 y el 23 de Mayo de 1996, en Boston, MA. Fue aprobada por el Consejo de Normas el 18 de Julio de 1996, con fecha efectiva del 9 de Agosto de 1996, y reemplaza todas las ediciones anteriores.

Los cambios que no fueron de tipo editorial se indican con una línea vertical en el margen de la página en que aparecen. Estas líneas se incluyen para ayudar al usuario a identificar las modificaciones realizadas a la edición anterior.

La edición 1996 de la norma NFPA 30 fue aprobada como Norma Nacional Estadounidense (ANSI) el 26 de julio de 1996.

Origen y desarrollo de la norma NFPA 30

Entre 1913 y 1957 este documento fue escrito como una ordenanza municipal modelo conocida como la *Ordenanza Sugerida para el Almacenamiento, Manipuleo y Uso de Líquidos Inflamables*. En 1957 se cambió su formato, convirtiéndola en código, aunque los requisitos técnicos y sus provisiones permanecieron iguales. Durante los 83 años de existencia de la norma NFPA 30, se han publicado numerosas ediciones revisadas de acuerdo con lo dictado por la experiencia y los avances tecnológicos.

A continuación presentamos un breve repaso de los cambios mayores adoptados en las cuatro ediciones anteriores: En 1984 se eliminó de la norma NFPA 30 el capítulo sobre estaciones de servicio para vehículos automotores y marítimos, el cual se usó como base para un documento independiente, la norma NFPA 30A, *Código de Estaciones de Servicio Automotrices y Marítimas*. En 1987, el Capítulo 5 (Plantas industriales), el Capítulo 6 (Plantas de carga a granel y terminales), el Capítulo 7 (Plantas de procesamiento), y el Capítulo 8 (Refinerías, plantas químicas y destilerías) se combinaron en un único capítulo sobre Operaciones. En 1990 se agregó una nueva sección al Capítulo 4 para tratar los armarios para almacenamiento de materiales peligrosos, y se agregaron lineamientos más detallados a la Sección 5-3 para tratar la ventilación de áreas de procesamiento cerradas y para la estimación de las emisiones por fugas. En 1993, el Capítulo 4, Almacenamiento en recipientes y tanques portátiles, fue reescrito completamente de manera de presentar sus requisitos de manera más clara, especialmente en lo referente a las ocupaciones comerciales. Además, se modificaron los requisitos para el encerramiento con diques de tanques para permitir sistemas combinados de embalse y embalse remoto y para aliviar los requisitos sobre control de derrames para ciertos tanques tipo contención secundaria.

Esta edición 1996 incorpora los siguientes cambios mayores:

- Al Capítulo 1 se le ha agregado una nueva sección sobre la clasificación de líquidos. Esta nueva sección reemplaza a la norma NFPA 321, *Norma sobre la Clasificación Básica de los Líquidos Inflamables y Combustibles*, y la incorpora a la norma NFPA 30.
- Se agregó una sección totalmente nueva (2-4.4) para establecer los requisitos para el cierre temporario y permanente de los tanques de almacenamiento subterráneos.
- Los requisitos para los ensayos de hermeticidad de los tanques han sido revisados sustancialmente de manera que se apliquen a los diseños específicos de los tanques.
- Ciertos recipientes a granel medianos, diferentes a los tanques portátiles metálicos, ahora son reconocidos en el Capítulo 4, Almacenamiento de recipientes y tanques portátiles.
- Los requisitos para la exhibición y almacenamiento de líquidos en ocupaciones comerciales han sido revisados de manera completa para reconocer la práctica habitual del comercio minorista y para alentar el uso de criterios de diseño basados en ensayos de incendio a escala real.
- Se han incorporado al Capítulo 4 nuevos criterios para el diseño de la protección contra incendio de lugares interiores de almacenamiento para líquidos inflamables y combustibles. Estos criterios se basan en ensayos de incendio a escala real y son más exhaustivos que los disponibles anteriormente.
- Se han agregado al Capítulo 4 criterios de diseño para la contención y drenaje de derrames dentro de las áreas interiores de almacenamiento.
- El Capítulo 5, Operaciones, fue revisado editorialmente para que resulte más claro y fácil de utilizar en conjunción con las leyes federales sobre el manejo de la seguridad de los procesos y las reglas para el análisis de la seguridad de los procesos.
- Los requisitos del Capítulo 5 correspondientes a las terminales marítimas fueron reforzados de manera significativa.

Comité Técnico Correlativo sobre Líquidos Inflamables y Combustibles

Edward Hildebrandt, *Presidente*
Village of Morton Grove, IL

John A. Davenport, Industrial Risk Insurers, CT
John J. Hawley, Underwriters Laboratories Inc., IL
Donald L. Hierman, Rhone-Poulenc, Inc., NJ
Rep. Chemical Mfrs. Assn.
James D. Kieffer, Hiram Walker & Sons Ltd, Canada
Richard S. Kraus, Petroleum Safety Consultants, VA
Rep. American Petroleum Inst.
John F. Murphy, Dow Chemical U.S.A., TX

William E. Rehr, BOCA Int'l, IL
Douglas A. Rivers, 3M Co., MN
Gerald J. Rosicky, General Motors Corp., MI
Rep. NFPA Industrial Fire Protection Section
Orville M. Slye, Jr., Loss Control Assoc., Inc., PA
Brooke B. Smith, Jr., Aspen Engr Inc., CO
Hugh Patrick Toner, Society of the Plastics Industry, Inc., DC
Rep. Society of the Plastics Industry, Inc.

Suplentes

Richard D. Gottwald, Society of the Plastics Industry,
Inc., DC
(Suplente de H. P. Toner)

Kenneth H. Turnbull, Texaco, TX
(Suplente de R. S. Kraus)

Sin Voto

David L. Blomquist, Blomquist Fire Protection Engr. CA
Rep. T/C sobre Almacenamiento en Tanques y
Sistemas de Tuberías
Donald M. Johnson, Walnut Creek, CA
(Miembro Emérito)

Jack Woycheese, Gage-Babcock & Assoc., Inc., CA
Rep. T/C sobre Operaciones

Alcance del Comité: Este Comité tendrá responsabilidad primaria sobre los documentos referidos a la salvaguarda contra riesgos de incendio y explosión asociados con el almacenamiento, manipuleo y uso de líquidos inflamables y combustibles; salvaguarda contra riesgos de incendio y explosión asociados con el transporte de líquidos inflamables y combustibles en vehículos tanque, tanques portátiles y recipientes, excepto cuando se aplican las regulaciones del Departamento de Transportes de los Estados Unidos; y para clasificar líquidos inflamables y combustibles.

Comité Técnico sobre Fundamentos (FLC-FUN)

C. Charles Snow, Jr, *Presidente*
3M Co., MN

Robert P. Benedetti, *Secretario*
Nat'l Fire Protection Assn., MA
(Sin Voto)

David L. Blomquist, Blomquist Fire Protection Engr, CA
Gerald A. Gordon, Sonoco Industrial, IL
John J. Hawley, Underwriters Laboratories Inc., IL

Richard S. Kraus, Petroleum Safety Consultants, VA
Rep. American Petroleum Inst.
Jack Woycheese, Gage-Babcock & Assoc., Inc., CA

Suplente

Charilyn A. Zeisset, Penzoil Co., TX
(Suplente de R. S. Kraus)

Alcance del Comité: Este Comité tendrá responsabilidad primaria sobre los documentos o partes de documentos sobre los requisitos fundamentales para la salvaguarda contra riesgos de incendio y explosión asociados con el almacenamiento y manipuleo de líquidos inflamables y combustibles, la clasificación de líquidos inflamables y combustibles, y las definiciones relacionadas.

Comité Técnico sobre Operaciones (FLC-OPS)

Jack Woycheese, *Presidente*
Gage-Babcock & Assoc., Inc., CA

Gary R. Glowinski, Safety-Kleen Corp., IL
John P. Hartmann, Hartmann Mgmt. Services, Inc., IL
Donald L. Hierman, Rhone-Poulenc, Inc., NJ
Rep. Chemical Mfrs. Assn.
Richard J. Hild, Verlan Fire Insurance Co., MD
Edward Hildebrandt, Village of Morton Grove, IL
Clark L. Holmberg, Citco Petroleum Corp., OK
Rep. Nat'l Petroleum Refiners Assn.
Joshy Paul Kallungal, Ontario Fire Marshals Office, Canada
James D. Kieffer, Hiram Walker & Sons Ltd, Canada
Robert E. McClay, Indiana University of Pennsylvania, PA
Rep. American Society of Safety Engr
Thaddeus A. Nosal, American Insurance Services Group, NY
Rep. American Insurance Services Group, Inc.

Anthony M. Ordile, Loss Control Assoc., Inc., PA
Lee Paige, IRM Insurance, NC
Susan Preske, Liberty Mutual Insurance Co., NY
Rep. The Alliance of American Insurers
Robert N. Renkes, Petroleum Equipment Inst., OK
Rep. Petroleum Equipment Inst.
Gerald J. Rosicky, General Motors Corp., MI
Rep. NFPA Industrial Fire Protection Section
Brooke B. Smith, Jr., Aspen Engr Inc., CO
C. Charles Snow, Jr., 3M Co., MN
Thomas K. Terrebonne, Kemper Nat'l Insurance Cos., KS
William A. Thornberg, Industrial Risk Insurers, CT
Kenneth H. Turnbull, Texaco, TX
Rep. American Petroleum Inst.

Suplentes

John A. Davenport, Industrial Risk Insurers, CT
(Suplente de W. A. Thornberg)
John J. Foley, Gage-Babcock & Assoc., Inc., GA
(Suplente de J. Woycheese)
Robert D. Grausam, Kemper Nat'l Insurance Cos., NY
(Suplente de T. K. Terrebonne)
David C. Kirby, Union Carbide Corp., WV
(Suplente de D. L. Hierman)
Richard S. Kraus, Petroleum Safety Consultants, VA
(Suplente de K. H. Turnbull)

Thomas E. McCauley, IRM Services, Inc., TX
(Suplente de L. Paige)
Douglas A. Rivers, 3M Co., MN
(Suplente de C. C. Snow)
Orville M. Slye, Jr., Loss Control Assoc., Inc., PA
(Suplente de A. M. Ordile)
Kevin F. Sykora, The Sherwin-Williams Co., OH
(Suplente de R. E. McClay)

Sin Voto

Michael B. Moore, U.S. Occupational Safety & Health
Admin., DC

Terence P. Smith, U.S. Dept. of Labor, DC
(Suplente de M. B. Moore)

Alcance del Comité: Este Comité tendrá responsabilidad primaria sobre los documentos o partes de documentos sobre operaciones que involucren manipuleo y uso de líquidos inflamables y combustibles, ya sea como actividad principal o incidental, y para el transporte de estos líquidos, excepto cuando se aplican las regulaciones del Departamento de Transportes de los Estados Unidos.

Comité Técnico sobre Almacenamiento y Depósito de Recipientes y Tanques Portátiles (FLC-SWC)

William M. Carey, Underwriters Laboratories Inc., IL
Robert H. Christopher, DuPont Co., DE
Rep. Nat'l Paint & Coatings Assn.
John A. Davenport, Industrial Risk Insurers, CT
John J. Foley, Gage-Babcock & Assoc., Inc., GA
Gary R. Glowinski, Safety-Kleen Corp., IL
Gerald A. Gordon, Sonoco Industrial, IL
John Heller, Brown Sprinkler Corp., KY
Rep. Nat'l Fire Sprinkler Assn.
Richard J. Hild, Verlan Fire Insurance Co., MD
Edward Hildebrandt, Village of Morton Grove, IL
Joshy Paul Kallungal, Ontario Fire Marshals Office, Canada
David C. Kirby, Union Carbide Corp., WV
Rep. Chemical Mfrs. Assn.

John A. LeBlanc, Factory Mutual Research Corp., MA
Robert E. Lister, American Insurance Services Group, NY
Rep. American Insurance Services Group, Inc.
Navin D. Mehta, Defense Logistic Agency (DLA-MMDI), VA
Charles L. Milles, Jr., AgrEvo USA Co., DE
Rep. American Crop Protection Assn.
Anthony M. Ordile, Loss Control Assoc., Inc., PA
Lee Paige, IRM Insurance, NC
Lee Rindfuss, M&M Protection Consultants, MA
Douglas A. Rivers, 3M Co., MN
Gerald J. Rosicky, General Motors Corp., MI
Rep. NFPA Industrial Fire Protection Section
Ronald J. Stephens, Automatic Sprinkler Corp. of America, CA

David C. Tabar, The Sherwin-Williams Co., OH
Thomas K. Terrebonne, Kemper Nat'l Insurance Cos., KS
William J. Tomes, Tomes, VanRickle & Assoc., CA
 Rep. Home Depot

Hugh Patrick Toner, Society of the Plastics Industry, Inc., DC
Paul T. Vavala, Haz-Stor Co., IL
William W. Woodfill, Wausau Insurance Cos., IL
 Rep. The Alliance of American Insurers

Suplentes

Jon V. Brannan, Underwriters Laboratories Inc., IL
 (Suplente de W. M. Carey)
Richard D. Gottwald, Society of the Plastics Industry, Inc., DC
 (Suplente de H. P. Toner)
Robert D. Grausam, Kemper Nat'l Insurance Cos., NY
 (Suplente de T. K. Terrebonne)
Donald L. Hierman, Rhone-Poulenc, Inc., NJ
 (Suplente de D. C. Kirby)
Thomas E. McCauley, IRM Services, Inc., TX
 (Suplente de L. Paige)
Richard S. Kraus, Petroleum Safety Consultants, VA
 (Vot. Suplente de API Rep.)
Thaddeus A. Nosal, American Insurance Services Group, NY
 (Suplente de R. E. Lister)
Susan Preske, Liberty Mutual Insurance Co., NY
 (Suplente de W. W. Woodfill)

Leon C. Schaller, L-C Schaller Co., DE
 (Suplente de R. H. Christopher)
Orville M. Slye, Jr., Loss Control Assoc., Inc., PA
 (Suplente de A. M. Ordile)
C. Charles Snow, Jr., 3M Co., MN
 (Suplente de D. A. Rivers)
David C. Swenson, The Sherwin-Williams Co., OH
 (Suplente de D. C. Tabar)
William A. Thornberg, Industrial Risk Insurers, CT
 (Suplente de J. A. Davenport)
James W. Tomes, Tomes, VanRickle & Assoc., CA
 (Suplente de W. J. Tomes)
Jack Woycheese, Gage-Babcock & Assoc., Inc., CA
 (Suplente de J. J. Foley)
Larry E. Yunker, Sonoco Products Co., IL
 (Suplente de G. A. Gordon)

Alcance del Comité: Este Comité tendrá responsabilidad primaria sobre los documentos o partes de documentos sobre el almacenamiento de líquidos en recipientes y en tanques portátiles cuya capacidad no exceda los 2500 L (660 gal).

Comité Técnico sobre Almacenamiento en Tanques y Sistemas de Tuberías (FLC-TAN)

David L. Blomquist, *Presidente*
 Blomquist Fire Protection Engr, CA

Gary T. Austerman, Burns & McDonnell Engr Co., MO
Thomas M. Bazzolo, Connecticut Fire Marshal's Office, CT
 Rep. T/C Automotive/Marine Service Station
Jon V. Brannan, Underwriters Laboratories Inc., IL
Michael T. Castellano, Joseph E. Seagram & Sons, Inc., NY
 Rep. Distilled Spirits Council of the U.S.
Sullivan D. Curran, Fiberglass Petroleum Tank & Pipe
 Inst., TX
 Rep. Fiberglass Petroleum Tank & Pipe Inst.
Wayne Geyer, Steel Tank Inst., IL
 Rep. Steel Tank Inst.
John P. Hartmann, Hartmann Mgmt. Services, Inc., IL
Thomas Henning, Unocal, CA
 Rep. Western States Petroleum Assn.
Donald L. Hierman, Rhone-Poulenc, Inc., NJ
 Rep. Chemical Mfrs. Assn.

Michael D. Lattner, Morrison Bros., Co. IA
David G. Mahoney, M&M Protection Consultants, IL
Armin E. Mittermaier, Data Action, IN
 Rep. Petroleum Marketers Assn. of America
Joseph R. Natale, Mobile Research & Development, NJ
 Rep. Nat'l Petroleum Refiners Assn.
Thaddeus A. Nosal, American Insurance Services Group, NY
 Rep. American Insurance Services Group, Inc.
Albert S. Pela, Jr., Mobil Research & Development Corp., NJ
 Rep. American Petroleum Inst.
Robert N. Renkes, Petroleum Equipment Inst., OK
 Rep. Petroleum Equipment Inst.
Orville M. Slye, Jr., Loss Control Assoc., Inc., PA
Brooke B. Smith, Jr., Aspen Engr Inc., CO
William A. Thornberg, Industrial Risk Insurers, CT

Suplentes

James W. Cragun, Phillips Petroleum Co., OK
 (Suplente de A. S. Pela)
John A. Davenport, Industrial Risk Insurers, CT
 (Suplente de W. A. Thornberg)
Shari L. Duzac, Underwriters Laboratories Inc., CA
 (Suplente de J. V. Brannan)
David C. Kirby, Union Carbide Corp., WV
 (Suplente de D. L. Hierman)

Patrick A. McLaughlin, McLaughlin & Assoc., CA
 (Suplente de S. D. Curran)
Michael B. Nolan, Joseph E. Seagram & Sons, Inc., NY
 (Suplente de M. T. Castellano)
Anthony M. Ordile, Loss Control Assoc., Inc., PA
 (Suplente de O. M. Slye)
K. Tim Perkins, Unocal, CA
 (Suplente de J. R. Natale)

Sin Voto

Donald M. Johnson, Walnut Creek, CA
(Miembro Emérito)

Robert P. Benedetti, Personal de Enlace de la NFPA

Alcance del Comité: Este Comité tendrá responsabilidad primaria sobre los documentos o partes de documentos acerca del almacenamiento de líquidos en tanques fijos ubicados por encima del nivel del terreno y tanques subterráneos de cualquier tamaño y tanques portátiles cuya capacidad excede los 2500 L (660 gal) y la instalación de esos tanques y tanques portátiles en edificios y acerca de los edificios para tanques de almacenamiento.

Esta lista incluye a los miembros del Comité en el momento en que éste votara sobre el texto de esta edición. Desde entonces, pueden haber ocurrido cambios entre los miembros.

NOTA: El ser miembro de un Comité no constituye por sí mismo un aval a la Asociación o a cualquier documento desarrollado por el Comité dentro del cual el miembro actúa.

Contenidos

Prefacio	30-7	4-5 Requisitos para las Áreas de Almacenamiento de Líquidos en Otro Tipo de Ocupaciones	30-40
Capítulo 1 Requisitos Generales	30-7	4-6 Armarios o Gabinetes para Almacenamiento de Materiales Peligrosos	30-42
1-1 Alcance	30-7	4-7 Almacenamiento al Aire Libre	30-43
1-2 Propósito	30-7	4-8 Protección contra Incendio y Control de Incendios	30-44
1-3 Aplicabilidad	30-7	Capítulo 5 Operaciones	30-53
1-4 Equivalencia	30-7	5-1 Alcance	30-53
1-5 Retroactividad	30-7	5-2 Generalidades	30-53
1-6 Definiciones	30-8	5-3 Diseño de las Instalaciones	30-53
1-7 Definición y Clasificación de los Líquidos ..	30-10	5-4 Reservado	30-55
1-8 Empleo de Otras Unidades	30-11	5-5 Operaciones Complementarias	30-55
1-9 Requisitos Generales	30-11	5-6 Operaciones de Carga y Descarga	30-56
Capítulo 2 Almacenamiento en Tanques	30-12	5-7 Muelles	30-58
2-1 Alcance	30-12	5-8 Reservado	30-60
2-2 Diseño y Construcción de los Tanques	30-12	5-9 Control de las Fuentes de Ignición	30-60
2-3 Instalación de Tanques Exteriores Ubicados por Encima del Nivel del Terreno	30-13	5-10 Sistemas de Recuperación de Vapores y Sistemas para Procesar Vapores	30-60
2-4 Instalación de Tanques Subterráneos	30-21	5-11 Manejo de los Riesgos de Incendio	30-63
2-5 Edificios para Tanques de Almacenamiento	30-24	5-12 Protección contra Incendios y Supresión de Incendios	30-64
2-6 Apoyos, Fundaciones y Anclaje para Todas las Ubicaciones de los Tanques	30-29	Capítulo 6 Publicaciones de Referencia	30-65
2-7 Fuentes de Ignición	30-30	Apéndice A Material Aclaratorio	30-67
2-8 Ensayo y Mantenimiento	30-30	Apéndice B Venteo para Alivio de Emergencia en el Caso de Exposición a Incendios de Tanques Ubicados por Encima del Nivel del Terreno	30-77
2-9 Protección Contra Incendio e Identificación	30-31	Apéndice C Tanques Temporalmente Fuera de Servicio, Cierre de Tanques in Situ, o Cierre por Extracción de Tanques Subterráneos	30-78
2-10 Prevención del Sobrellenado de los Tanques	30-31	Apéndice D Desarrollo de los Criterios de Protección contra Incendio Mostrados en la Sección 4-8 y Protección contra Incendio Sugerida para Algunos Recipientes de Líquidos Inflamables y Combustibles no Cubiertos en la Sección 4-8	30-83
2-11 Detección de Pérdidas y Registros de Inventario para Tanques Subterráneos ..	30-32	Apéndice E Protección contra Incendio Sugerida para Recipientes de Líquidos Inflamables y Combustibles	30-86
Capítulo 3 Sistemas de Tuberías	30-32	Apéndice F Cálculo de las Emisiones Esperadas por Fugas	30-89
3-1 Alcance	30-32	Apéndice G Publicaciones de Referencia	30-90
3-2 Generalidades	30-32	Enmienda Interina Tentativa	30-93
3-3 Materiales para las Tuberías, Válvulas y Accesorios	30-32		
3-4 Uniones de las Tuberías	30-33		
3-5 Apoyos	30-33		
3-6 Protección Contra la Corrosión	30-33		
3-7 Tuberías Subterráneas	30-33		
3-8 Válvulas	30-33		
3-9 Ensayos	30-34		
3-10 Identificación	30-34		
Capítulo 4 Almacenamiento en Recipientes y Tanques Portátiles	30-34		
4-1 Generalidades	30-34		
4-2 Diseño, Construcción y Capacidad de los Recipientes	30-34		
4-3 Diseño, Construcción y Capacidad de los Armarios para Almacenamiento	30-35		
4-4 Diseño, Construcción y Operación de las Áreas Interiores para el Almacenamiento de Líquidos	30-36		

NFPA 30

Código de Líquidos Inflamables y Combustibles

Edición 1996

NOTA: Un asterisco (*) a continuación del número o la letra que designa al párrafo indica que se encontrará material aclaratorio sobre dicho párrafo en el Apéndice A.

Podrá hallar información sobre las publicaciones de referencia en el Capítulo 6 y el Apéndice G.

Prefacio

Se recomienda utilizar este código, conocido como el *Código de líquidos inflamables y combustibles*, como base de la legislación. Sus requisitos han sido diseñados con la intención de reducir los riesgos a un grado consistente con un nivel de seguridad pública razonable, sin interferir indebidamente con la comodidad y necesidad pública de las operaciones que requieren el uso de líquidos inflamables y combustibles. Por lo tanto, cumplir con esta norma no elimina todos los riesgos asociados con el uso de líquidos inflamables y combustibles. (Para mayor información ver el *Manual del Código de Líquidos Inflamables y Combustibles*.)

Capítulo 1 – Requisitos Generales

1-1 Alcance.

1-1.1 Este código debe aplicarse al almacenamiento, manipuleo y uso de líquidos inflamables y combustibles, incluyendo los desechos líquidos, según se definen y clasifican en este documento.

1-1.2 Este código no debe aplicarse a los siguientes:

(a)* Ningún líquido cuyo punto de fusión sea igual o superior a 100°F (37,8°C) o que no cumpla con los criterios de fluidez dados en la definición de "Líquido" de la Sección 1-6 de este código;

(b) Ningún gas licuado o líquido criogénico según lo definido en la Sección 1-6 de este código;

(c)* Ningún líquido que no posea punto de inflamación, el cual pueda ser inflamable bajo ciertas condiciones, tales como ciertos hidrocarburos halogenados y mezclas que contengan hidrocarburos halogenados.

(d)* Ningún producto en aerosol;

(e) Ningún vapor, espuma o spray;

(f) Almacenamiento de líquidos inflamables y combustibles cubierto por la norma NFPA 395, *Norma para el Almacenamiento de Líquidos Inflamables y Combustibles en Granjas y Predios Aislados*.

1-1.3 Este código tampoco debe aplicarse a lo siguiente:

(a)* Transporte de líquidos inflamables y combustibles, según lo reglamentado por el Departamento de Transporte de los Estados Unidos.

(b)* Almacenamiento, manipuleo y uso de tanques para fuel oil y recipientes conectados con equipos para la combustión de petróleo.

1-2* **Propósito.** El propósito de este código será brindar requisitos razonables para el almacenamiento y manipuleo seguro de líquidos inflamables y combustibles.

1-3 **Aplicabilidad.** Los Capítulos 2 y 3 deben aplicarse al almacenamiento a granel de líquidos en tanques y recipientes similares. El Capítulo 4 debe aplicarse al almacenamiento de líquidos en recipientes y tanques portátiles en áreas de almacenamiento y en bodegas. El Capítulo 5 debe aplicarse al manipuleo de líquidos durante su fabricación y las operaciones y los procesos relacionados.

1-4 Equivalencia.

1-4.1 Ninguna de las cláusulas de este código está destinada a impedir el empleo de sistemas, métodos o dispositivos cuya calidad, resistencia, resistencia al fuego, eficiencia, durabilidad o seguridad sean equivalentes o superiores a los prescritos en este código, siempre que se presente ante la autoridad competente la documentación técnica que demuestre esta equivalencia y que el sistema, método o dispositivo sea aprobado para los fines a los cuales se los destinará.

1-4.2 Los requisitos de este código podrán ser alterados a discreción de la autoridad competente luego de considerar situaciones especiales, tales como las condiciones topográficas del sitio; la presencia o ausencia de características de protección (barricadas, muros, etc.); la suficiencia de las vías de salida del edificio; la naturaleza de la ocupación; la proximidad a edificios o a la propiedad adyacente y la construcción de dichos edificios; la capacidad y construcción de los tanques de almacenamiento propuestos y la naturaleza de los líquidos a almacenar; la naturaleza del proceso; el grado de la protección contra incendio provista; y las capacidades del departamento de bomberos local. Estas disposiciones alternas deberán proporcionar un grado de protección al menos equivalente al exigido por este código.

1-4.3 Los requisitos de este código también podrán ser alterados a discreción de la autoridad competente en aquellos casos en los cuales otras reglamentaciones, tales como la protección ambiental, impongan requisitos que no han sido previstos por este código. Estas disposiciones alternas deben proporcionar un grado de protección al menos equivalente al exigido por este código.

1-4.4 Debe considerarse que las instalaciones efectuadas de acuerdo con los requisitos aplicables de las siguientes normas cumplen con este código:

NFPA 30A, *Código de Estaciones de Servicio Automotrices y Marítimas*; NFPA 32, *Norma para Plantas de Limpieza en Seco*; NFPA 33, *Norma para Aplicaciones por Rociado que Utilizan Materiales Inflamables o Combustibles*; NFPA 34, *Norma para Procesos de Bañado y Recubrimiento que Utilizan Líquidos Inflamables o Combustibles*; NFPA 35, *Norma para la Fabricación de Recubrimientos Orgánicos*; NFPA 36, *Norma para Plantas de Extracción por Solventes*; NFPA 37, *Norma para la Instalación y Uso de Motores de Combustión y Turbinas de Gas Estacionarios*; NFPA 45, *Norma sobre la Protección contra incendio de los Laboratorios que Utilizan Productos Químicos*; y Capítulo 10 de la NFPA 99, *Norma de Establecimientos para el Cuidado de la Salud*.

1-5 **Retroactividad.** Debe considerarse que los requisitos incluidos en este documento son necesarios para proporcionar un nivel de protección razonable en relación con las pérdidas de

vidas y bienes que podrían ocasionar los incendios y explosiones. Reflejan las situaciones y el estado de tecnología vigentes al momento de la publicación de este código. A menos que se especifique lo contrario, no se espera que las provisiones de este documento se apliquen a plantas, instalaciones, equipos o estructuras existentes o cuya construcción hubiera sido aprobada antes de la fecha en la cual entró en vigencia este documento, excepto en aquellos casos en los cuales la autoridad competente determine que la situación existente implica un claro riesgo para la vida o para las propiedades adyacentes

1-6 Definiciones. Para los propósitos de este código, los siguientes términos se definen de la siguiente manera:

Edificio de Departamentos. Edificio o porción de un edificio que contiene más de dos unidades de vivienda.

Aprobado.* Aceptable para la autoridad competente.

Sitios de Reunión. Todos los edificios o porciones de edificios en los cuales se reúnen 50 o más personas con propósitos tales como deliberación, culto, entretenimiento, cena, diversión, o espera de transporte.

Tanque Atmosférico.* Tanque de almacenamiento que ha sido diseñado para operar a presiones comprendidas entre la atmosférica y 1,0 lb/pulg² manom. (760 mm Hg y 812 mm Hg), medida en la parte superior del tanque.

Autoridad Competente.* Organización, oficina o individuo responsable de la aprobación de un equipo, instalación o procedimiento.

Barril. Volumen de 42 galones estadounidenses (158,9 L).

Sótano. Planta de un edificio o construcción que posee la mitad o más de su altura por debajo del nivel del terreno y a la cual el acceso para la extinción de incendios está indebidamente restringido.

Punto de Ebullición. Ver 1-7.2.

Ebullición Desbordante.* (Boil-Over). Evento en el proceso de combustión de ciertos petróleos dentro de tanques de techo abierto cuando, luego de un largo período de combustión estacionaria, se produce un súbito aumento de la intensidad del incendio asociada con la expulsión del petróleo que está en combustión dentro del tanque. La ebullición desbordante ocurre cuando los residuos de la combustión superficial se vuelven más densos que el petróleo que aún no se ha quemado y se hunden por debajo de la superficie formando una capa caliente, la cual progresa hacia abajo mucho más rápidamente que la regresión de la superficie líquida. Cuando esta capa caliente, llamada "ola de calor", llega al agua o a la emulsión de petróleo en agua en el fondo del tanque, el agua primero se sobrecalienta y luego hierve de manera casi explosiva, derramándose del tanque. Los petróleos sujetos a ebullición desbordante están compuestos por componentes que poseen una amplia gama de puntos de ebullición, incluyendo tanto componentes livianos como residuos viscosos. Estas características están presentes en la mayoría de los crudos y se pueden producir en las mezclas sintéticas.

Edificio. Espacio tridimensional encerrado por un techo y muros que cubren más de la mitad del área posible de los lados del espacio, tiene el tamaño suficiente para permitir el ingreso de personal, probablemente limitará la disipación de calor o la

dispersión de vapores, y restringe el acceso para la lucha contra incendios.

Planta de Carga a Granel o Terminal. Parte de una propiedad en la cual se reciben los líquidos por medio de buques tanque, tuberías, camiones cisterna o vehículos cisterna, y en donde se almacenan o mezclan a granel con el fin de distribuir dichos líquidos mediante buques tanque, tuberías, vehículos cisterna, tanques portátiles o recipientes.

Planta Química. Gran planta integrada o porción de una planta similar, sin incluir refinerías ni destilerías, en la cual se producen líquidos mediante reacciones químicas o se utilizan líquidos en reacciones químicas.

Recipiente Cerrado. Recipiente que se adapta a la definición aquí incluida, sellado por medio de una tapa u otro dispositivo, de manera que a temperaturas normales no permita el escape de líquido ni vapor.

Recipiente. Cualquier recipiente con capacidad igual o inferior a 60 galones estadounidenses (227L), empleado para el transporte o almacenamiento de líquidos.

Petróleo Crudo. Mezclas de hidrocarburos que poseen un punto de inflamación inferior a 150°F (65,5°C) y que no han sido procesados en una refinería.

Líquido Criogénico. Gas líquido refrigerado que posee un punto de ebullición inferior a -130°F (-90°C) a presión atmosférica.

Destilería. Planta o porción de una planta en la cual se concentran los líquidos producidos por fermentación y en donde los productos concentrados también se mezclan, almacenan o envasan.

Vivienda. Edificio ocupado exclusivamente con fines residenciales y que no posee más de dos unidades de vivienda. También, edificio empleado como casa de huéspedes y que posee instalaciones para alojamiento o comida o ambos para no más de 15 personas.

Unidad de Vivienda. Uno o más cuartos dispuestos para el uso de uno o más individuos viviendo conjuntamente como una única unidad económica, con instalaciones de cocina, sanitarias y de dormitorio.

Establecimiento Educativo. Edificio o estructura o cualquiera de sus partes usada para el propósito de aprender o de recibir instrucción.

Venteo de Alivio de Emergencia. Abertura, método constructivo o dispositivo que automáticamente aliviará la excesiva presión interna provocada por la exposición a un incendio.

Área de Incendio. Área o sector de un edificio, separada del resto del edificio por medio de una construcción que posee una resistencia al fuego de al menos 1 hora, cuyas aberturas comunicantes están correctamente protegidas mediante un conjunto que posee una resistencia al fuego de al menos 1 hora.

Punto de Llama. Menor temperatura a la cual un líquido se encenderá y logrará una combustión sostenida cuando se lo expone a una llama de ensayo de acuerdo con la norma ASTM D 92, *Método de Ensayo Normalizado para Punto de*

Inflamación y Punto de Llama mediante Copa Abierta de Cleveland.

Punto de Inflamación. Ver 1-7.2.

Emisiones por Fugas. Liberaciones de vapor inflamable que se producen de manera continua o intermitente en los equipos de procesamiento durante su operación normal. Estas incluyen las pérdidas producidas en los sellos de las bombas, empaque de las válvulas, juntas de las bridas, sellos de los compresores, drenajes de los procesos, etc.

Material Peligroso o Producto Químico Peligroso. Material que presenta riesgos más allá de los problemas de incendio relacionados con su punto de inflamación y punto de ebullición. Estos peligros pueden surgir de, pero no se limitan a, su toxicidad, reactividad, inestabilidad o corrosividad.

Armario de Almacenamiento para Materiales Peligrosos. Estructura móvil prefabricada, generalmente construida en un sitio diferente a la ubicación final de la estructura y transportada a su ubicación final una vez que está totalmente ensamblada o en un paquete listo para armar. Debe cumplir con todos los requisitos locales, estatales y federales para el almacenamiento exterior de materiales peligrosos.

Reacción Peligrosa o Reacción Química Peligrosa. Reacciones que ocasionan peligros más allá de los problemas relacionados con el punto de inflamación y punto de ebullición ya sea de los reactivos o de los productos. Estos peligros pueden incluir, pero no se limitan a, efectos tóxicos, velocidad de la reacción (incluyendo la detonación), reacción exotérmica, o producción de materiales inestables o reactivos.

Hotel. Edificios o grupos de edificios bajo una misma administración en la cual existen instalaciones de dormitorio para alquiler, empleadas fundamentalmente por pasajeros que se alojan con o sin servicio de comidas. Los hoteles incluyen, pero no se limitan a, hosterías, clubes, moteles, y hoteles tipo departamento.

Edificio Importante. Edificio que se considera no prescindible en caso de exposición al fuego. Los ejemplos incluyen, pero no se limitan a, edificios ocupados, edificios de control, o edificios que contienen bienes valiosos o equipos o suministros críticos.

Uso o Almacenamiento Secundario de Líquidos. Uso o almacenamiento como actividad subordinada a aquella que establece la clasificación u ocupación del área.

Área Interior para Almacenamiento de Líquidos. Cuarto o edificio empleado para el almacenamiento de líquidos en recipientes o tanques portátiles, separado de otros tipos de ocupaciones. Dichas áreas incluyen:

- (a) *Cuarto interior.* Cuarto totalmente encerrado dentro de un edificio y que no posee muros exteriores.
- (b) *Cuarto separado.* Cuarto dentro de un edificio que posee al menos un muro exterior.
- (c) *Edificio anexo.* Edificio que posee sólo un muro en común con otro edificio que posee otros tipos de ocupaciones.
- (d) *Bodega de líquidos.* Edificio independiente, separado o unido, empleado para operaciones tipo bodega y almacenamiento de líquidos.

Establecimiento Institucional. Edificio o estructura o cualquiera de sus partes usada por personas albergadas o detenidas para recibir atención médica, caritativa, o cualquier otro tipo de cuidado o tratamiento, o por personas detenidas en contra de su voluntad.

Con Sello. Equipos o materiales a los cuales se ha adherido un sello, símbolo u otra marca de identificación de una organización aceptada por la autoridad competente y relacionada con la evaluación de productos, que realiza inspecciones periódicas a la producción de equipos y materiales que ostentan el sello, y a través de cuyo sello el fabricante muestra el cumplimiento de normas apropiadas o que el equipo o producto se desempeña de un modo determinado.

Gas Licuado. Gas que, bajo su presión de carga, está parcialmente líquido a 70°F (21°C).

Líquido. Ver 1-7.2

Listado.* Equipo, materiales o servicios incluidos en una lista publicada por una organización aceptada por la autoridad competente, relacionada con la evaluación de los productos o servicios, que realiza inspecciones periódicas de los equipos y materiales listados o evaluaciones periódicas de los servicios listados, y que en sus listas establece que los equipos, materiales o servicios cumplen con las normas apropiadas o que han sido ensayados y encontrados aptos para el uso de un modo determinado.

Tanque de Baja Presión. Tanque de almacenamiento diseñado para soportar una presión interna superior a 1,0 lb/pulg² manom. (6,9 kPa), pero inferior a 15 lb/pulg² manom. (103,4 kPa) medida en la parte superior del tanque.

Establecimiento Comercial. Ocupación o uso de un edificio o estructura o cualquiera de sus partes para la venta por mayor o por menor, exhibición, almacenamiento y comercialización de bienes o Mercaderías.

Clasificación de los Establecimientos. Sistema para definir las características de operación predominantes de una porción de un edificio o planta con el propósito de aplicar las secciones relevantes de este código. Este puede incluir, pero no se limita a, destilación, oxidación, descomposición térmica (cracking) y polimerización.

Establecimiento de Oficinas. Edificio o estructura o cualquiera de sus partes usada para transacciones comerciales o la prestación o recepción de servicios profesionales.

Unidad de Operación (Recipiente) o Unidad de Proceso (Recipiente). Equipo en el cual se lleva a cabo una operación unitaria o un proceso unitario. (*Ver también la definición de "Operación unitaria o proceso unitario".*)

Operaciones. Término genérico que incluye, pero no se limita a, el uso, transferencia, almacenamiento y procesamiento de líquidos.

Clasificación de Establecimientos al Aire Libre. Similar a la clasificación de los establecimientos, pero se aplica a operaciones al aire libre, es decir, a las operaciones que no se efectúan dentro de un edificio o refugio.

Tanque Portátil. Cualquier recipiente cerrado que posea una capacidad superior a 60 galones estadounidenses (227 L) que

no está destinado para su instalación fija. Esto incluye los recipientes medianos a granel de acuerdo a lo definido y regulado por el Departamento de Transporte de los Estados Unidos (IBCs).

Recipiente a Presión. Cualquier recipiente, sometido o no al fuego, comprendido en el alcance de la sección aplicable de la norma ASME *Código de Calderas y Recipientes de Presión*.

Proceso o Procesamiento. Secuencia de operaciones integradas. La secuencia puede incluir tanto operaciones físicas como operaciones químicas, a menos que el término se modifique para restringirlo exclusivamente a un tipo de operaciones. La secuencia puede involucrar, pero no se limita a, la preparación, separación, purificación, o cambio de estado, contenido de energía o composición.

Protección de Exposiciones. Protección contra incendio para estructuras ubicadas en propiedades adyacentes al almacenamiento de líquidos. La protección contra incendio para dichas estructuras se considerará aceptable cuando estén dentro de la jurisdicción de cualquier departamento público de bomberos, o bien adyacentes a plantas que posean brigadas contra incendio privadas capaces de proporcionar corrientes de agua de enfriamiento a las estructuras de las propiedades adyacentes al almacenamiento de líquidos.

Refinería. Planta en la cual se producen líquidos inflamables o combustibles a escala comercial a partir de petróleo crudo, gasolina natural u otros hidrocarburos.

Recipiente de Seguridad. Recipiente autorizado de no más de 5 galones (18.9L) de capacidad, que posee una tapa de cierre a resorte y un cubrepico, diseñado para aliviar de manera segura la presión interna en caso de exposición al fuego.

Tanque de Contención Secundaria. Tanque que posee una pared interna y una pared externa con un espacio intersticial (anillo) entre las paredes, equipado con medios para monitorear las pérdidas dentro de dicho espacio intersticial. La construcción de los tanques de contención secundaria subterráneos puede ser Tipo I o Tipo II.

(a) *Tipo I.* Tanque primario revestido por una carcasa exterior que está en contacto directo con él. La carcasa exterior puede o no envolver la totalidad de los 360 grados de la circunferencia del tanque primario.

(b) *Tipo II.* Tanque primario envuelto por una carcasa exterior que está físicamente separada de él por medio de distanciadores alrededor de la totalidad de los 360 grados de la circunferencia del tanque primario.

Líquido Estable. Cualquier líquido no definido como inestable.

Tanque de Almacenamiento. Cualquier recipiente que posea una capacidad superior a los 60 galones (227 L), que haya sido destinado para su instalación fija y que no se utilice para procesamiento.

Edificio para Tanques de Almacenamiento. Estructura techada que contiene tanques de almacenamiento y que limita la disipación de calor o la dispersión de vapores inflamables o restringe el acceso para el combate y el control de incendios y que está instalada de acuerdo con los requisitos de la Sección 2-5.

Operación Unitaria o Proceso Unitario. Segmento de un proceso físico o químico que puede o no estar integrado con otros segmentos para conformar la secuencia de fabricación.

Líquido Inestable. Líquido que, en su estado puro o en el estado en que es producido comercialmente o transportado, se polimerizará enérgicamente, sufrirá descomposición, sufrirá reacciones de condensación o se tomará auto reactivo bajo condiciones de choque, presión o temperatura.

Presión de Vapor. Ver 1-7.2.

Equipos para Procesar Vapores. Aquellos componentes de un sistema de procesamiento de vapor diseñados para procesar los vapores o líquidos capturados durante las operaciones de transferencia.

Sistema para Procesar Vapores. Sistema diseñado para captar y procesar los vapores desplazados durante las operaciones de transferencia mediante medios mecánicos o químicos. Ejemplos de ello son los sistemas que emplean ventiladores para captar los vapores y los sistemas de refrigeración, absorción y combustión para procesar los vapores.

Sistema de Recuperación de Vapores. Sistema diseñado para captar y retener, sin procesar, los vapores desplazados durante las operaciones de transferencia. Ejemplos de ello son los sistemas que desplazan vapor por equilibrio de presiones y los sistemas sin procesamiento de vapor que emplean vacío.

Ventilación. De acuerdo con las especificaciones de este código, es el movimiento de aire que se proporciona con el objetivo de prevenir incendios y explosiones. Se considera adecuada si es suficiente para impedir la acumulación de cantidades significativas de mezcla vapor-aire en concentraciones superiores a la cuarta parte del límite inferior de inflamabilidad.

Bodegas.*

(a) *Bodegas para propósitos generales.* Edificio independiente, separado, o aquella porción de un edificio empleada sólo para operaciones tipo bodega y almacenamiento.

(b) *Bodega de líquidos.* Ver definición bajo el título "Área interior para almacenamiento de líquidos".

Muelle. Cualquier embarcadero, malecón u otra estructura sobre o contigua a una vía navegable con acceso físico directo desde tierra, cuya función principal es la transferencia de carga líquida a granel entre las instalaciones costeras y cualquier buque tanque, tal como un buque, una barcaza, embarcación mas liviana u otra nave flotante móvil.

1-7 Definición y Clasificación de los Líquidos.

1-7.1 Alcance. Esta sección establece un sistema uniforme para definir y clasificar los líquidos inflamables y combustibles con el propósito de la correcta aplicación de este código. Esta sección debe aplicarse a cualquier líquido comprendido dentro del alcance y sujeto a los requisitos de este código.

1-7.1.1 Esta sección no debe aplicarse a vapores, espumas o pulverizadores de líquidos (sprays).

1-7.1.2 Esta sección no debe aplicarse a los líquidos que no poseen puntos de inflamación, pero que pueden ser capaces de arder bajo ciertas condiciones, tales como ciertos hidrocarburos

halogenados y ciertas mezclas de líquidos inflamables o combustibles e hidrocarburos halogenados. [Ver A-1-1.2(c)]

1-7.2 Definiciones. Para los propósitos de esta sección, los siguientes términos tendrán las definiciones aquí dadas.

Punto de Ebullición.* Temperatura a la cual la presión de vapor de un líquido iguala la presión atmosférica circundante. Para los propósitos de la definición del punto de ebullición, la presión atmosférica se considerará igual a 14,7 lb/pulg² abs. (760 mm Hg). Para mezclas que no poseen un punto de ebullición constante, el punto correspondiente al 20 por ciento de evaporación de una destilación efectuada de acuerdo con la norma ASTM D 86, *Método de Ensayo Normalizado para la Destilación de Productos Petrolíferos*, será considerado como el punto de ebullición.

Punto de Inflamación.* Mínima temperatura de un líquido en la cual se produce suficiente cantidad de vapor para formar una mezcla inflamable con el aire, cerca de la superficie del líquido o dentro del recipiente empleado, determinada mediante el procedimiento y aparato de ensayo apropiados especificados en 1-7.4.

Líquido. Cualquier material que posee una fluidez mayor que el asfalto de penetración 300 al ser ensayado de acuerdo con la norma ASTM D 5, *Ensayo de Penetración para Materiales Bituminosos*.

Presión de Vapor.* Presión, medida en libras por pulgada cuadrada absoluta (lb/pulg² abs.) o en mm de Hg, ejercida por un líquido, determinada mediante la norma ASTM D 323, *Método de Ensayo Normalizado para la Presión de Vapor de Productos Petrolíferos (Método Reid)*.

1-7.3* Clasificación y Definición de Líquidos. Cualquier líquido comprendido dentro del alcance de este código y sujeto a los requisitos de este código se denominará genéricamente ya sea como líquido inflamable o como líquido combustible, y se definirá y clasificará de acuerdo con esta subsección.

1-7.3.1 Líquido Inflamable. Cualquier líquido que posea un punto de inflamación de copa cerrada por debajo de 100°F (37,8°C), determinado de acuerdo con los procedimientos y aparatos de ensayo especificados en 1-7.4. Los líquidos inflamables deben clasificarse como Clase I de acuerdo con lo siguiente:

(a) *Líquido Clase I.* Cualquier líquido que posee un punto de inflamación de copa cerrada por debajo de 100°F (37,8°C) y una presión de vapor Reid que no supere los 40 lb/pulg² abs. (2068,6 mm Hg) a 100°F (37,8°C), determinado de acuerdo con la norma ASTM D 323, *Método de Ensayo Normalizado para la Presión de Vapor de Productos Petrolíferos (Método Reid)*. Los líquidos Clase I se subclasifican de la siguiente manera:

1. Los líquidos Clase IA incluirán aquellos líquidos que poseen puntos de inflamación por debajo de 73°F (22,8°C) y puntos de ebullición por debajo de 100°F (37,8°C).

2. Los líquidos Clase IB incluirán aquellos líquidos que poseen puntos de inflamación por debajo de 73°F (22,8°C) y cuyos puntos de ebullición son iguales o superiores a 100°F (37,8°C).

3. Los líquidos Clase IC incluirán aquellos líquidos cuyos puntos de inflamación son 73°F (22,8°C) o superiores, pero inferiores a 100°F (37,8°C).

1-7.3.2 Líquido Combustible. Un líquido combustible se definirá como cualquier líquido que posee un punto de inflamación de copa cerrada igual o superior a 100°F (37,8°C), determinado mediante los procedimientos y aparatos de ensayo especificados en 1-7.4. Los líquidos combustibles se clasifican en Clase II o Clase III de acuerdo con lo siguiente:

(a) *Líquido Clase II.* Cualquier líquido que posee un punto de inflamación igual o superior a 100°F (37,8°C) e inferior a 140°F (60°C).

(b) *Líquido Clase IIIA.* Cualquier líquido que posee un punto de inflamación igual o superior a 140°F (60°C), pero inferior a 200°F (93°C).

(c) *Líquido Clase IIIB.* Cualquier líquido que posee un punto de inflamación igual o superior a 200°F (93°C).

1-7.4 Determinación del Punto de Inflamación. El punto de inflamación de un líquido debe determinarse de acuerdo con los métodos especificados en esta subsección.

1-7.4.1 El punto de inflamación de los líquidos que poseen una viscosidad inferior a 5,5 centiStokes a 104°F (40°C) o inferior a 9,5 centiStokes a 77°F (25°C) debe determinarse de acuerdo con la norma ASTM D56, *Método Normalizado para el Ensayo de Punto de Inflamación mediante el Ensayador Cerrado Tag*.

Excepción: Los asfaltos de corte de fondo, líquidos que tienden a formar película superficial y líquidos que contienen sólidos en suspensión no deben probarse de acuerdo con el método de ensayo ASTM D 56, aun cuando cumplan con los criterios referentes a la viscosidad.

1-7.4.2 El punto de inflamación de los líquidos que poseen una viscosidad igual o superior a 5,5 centiStokes a 104°F (40°C) o igual o superior a 9,5 centiStokes a 77°F (25°C) o un punto de inflamación igual o superior a 200°F (93,4°C) debe determinarse de acuerdo con la norma ASTM D 93, *Método Normalizado para el Ensayo de Punto de Inflamación por medio del Ensayador Cerrado Pensky-Martens*.

1-7.4.3 Como alternativa, debe permitirse emplear la norma ASTM D3278, *Método Normalizado para el Ensayo de Punto de Inflamación de Líquidos por medio del Ensayador Cerrado Setaflash*, para pinturas, esmaltes, lacas, barnices y productos relacionados y sus componentes que posean puntos de inflamación comprendidos entre 32°F (0°C) y 230°F (110°C) y viscosidades por debajo de 150 centiStokes a 77°F (25°C).

1-7.4.4 Como alternativa, debe permitirse emplear la norma ASTM D 3828, *Métodos de Ensayo Normalizados para Punto de Inflamación por medio del Ensayador Cerrado de Pequeña Escala*, para materiales que no sean aquellos para los cuales se requiere específicamente el empleo del ensayo ASTM D 3278.

1-8 Empleo de Otras Unidades. Si un valor para una medición incluido en esta norma está seguido por un valor equivalente expresado en otras unidades, el primer valor indicado será considerado el requisito. El valor equivalente indicado se considerará aproximado.

1-9 Requisitos Generales.

1-9.1 Almacenamiento. Los líquidos deben almacenarse en tanques que cumplan con el Capítulo 2 de este código o en recipientes, tanques portátiles y recipientes medianos a granel que cumplan con el Capítulo 4 de este código.

1-9.2 Recipientes a Presión. Todos los recipientes a presión nuevos que contengan líquidos inflamables o combustibles deben cumplir con lo siguiente:

(a) Los recipientes a presión sometidos a fuego deben estar diseñados y construidos de acuerdo con la Sección 1 (Calderas), o con la Sección VIII, División 1 o División 2 (Recipientes a presión), según resulte aplicable, del *Código ASME de Calderas y Recipientes a Presión*.

(b) Los recipientes de presión no sometidos a fuego deben diseñarse y construirse de acuerdo con la Sección VIII, División 1 o División 2, según resulte aplicable, del *Código ASME de Calderas y Recipientes a Presión*.

(c) Está permitido emplear recipientes a presión que no cumplan con los requisitos de (a) o (b) siempre que se haya obtenido la aprobación de la jurisdicción estatal u otra jurisdicción gubernamental en la cual se los usará. (Estos recipientes a presión son generalmente conocidos como "Especial del Estado".)

1-9.3 Salidas. Los egresos de los edificios y áreas cubiertos por este código deberán cumplir con los requisitos de la norma NFPA 101[®], *Código de Seguridad Humana*[®].

Capítulo 2 – Almacenamiento en Tanques

2-1 Alcance. Este capítulo se aplica a:

(a) El almacenamiento de líquidos inflamables y combustibles en tanques fijos por encima del nivel del terreno o subterráneos;

(b) El almacenamiento de líquidos inflamables y combustibles en tanques fijos ubicados por encima del nivel del terreno dentro de edificios;

(c) El almacenamiento de líquidos inflamables y combustibles en tanques portátiles cuya capacidad exceda los 660 galones (2500L); y

(d) La instalación de dichos tanques y tanques portátiles.

2-2 Diseño y Construcción de los Tanques.

2-2.1 Materiales. Los tanques deben diseñarse y construirse de acuerdo con las buenas normas de ingeniería establecidas para el material de construcción empleado y deben ser de acero o de un material no combustible aprobado, con las siguientes limitaciones y excepciones:

(a) El material con el cual se construye el tanque debe ser compatible con el líquido a almacenar. En caso de duda acerca de las propiedades del líquido a almacenar, debe consultarse al proveedor, fabricante del líquido u otra autoridad competente.

(b) Los tanques construidos de materiales combustibles deben sujetarse a la aprobación de la autoridad competente, y estar limitados a:

1. Instalación subterránea, o
2. Empleo cuando las propiedades del líquido a almacenar así lo requieran, o
3. Almacenamiento de líquidos Clase IIIB por encima del nivel del terreno en áreas que no estén expuestas a derrames o pérdidas de líquidos Clase I o Clase II, o
4. Almacenamiento de líquidos Clase IIIB dentro de edificios protegidos por un sistema automático de extinción de incendios aprobado.

(c) Está permitido emplear tanques de hormigón sin revestir para almacenar líquidos que posean una densidad de 40° API o superior. Está permitido emplear tanques de hormigón con revestimientos especiales siempre que su diseño esté de acuerdo con las buenas prácticas de la ingeniería.

(d) Está permitido que los tanques posean revestimientos combustibles o incombustibles. La elección de un revestimiento protector adecuado dependerá de las propiedades del líquido a almacenar.

(e) Se requiere un estudio especial basado en los criterios de la ingeniería si la densidad específica del líquido a almacenar supera la del agua, o si el tanque está diseñado para almacenar líquidos que tengan una temperatura inferior a 0°F (-17,8°C).

2-2.2 Fabricación.

2-2.2.1 Está permitido que los tanques sean de cualquier forma o tipo, siempre que su diseño sea consistente con las buenas prácticas de la ingeniería.

2-2.2.2 Los tanques metálicos deben ser de tipo soldado, remachado y calafateado, o con pernos, o bien deben ser construidos empleando una combinación de estos métodos.

2-2.3 Tanques Atmosféricos.

2-2.3.1 Los tanques atmosféricos, incluyendo aquellos que incorporan contención secundaria, deben construirse de acuerdo con normas de diseño reconocidas o sus equivalentes aprobados. Los tanques atmosféricos deben construirse, instalarse y emplearse dentro del alcance de su aprobación o dentro del alcance de cualquiera de los siguientes:

(a) Underwriters Laboratories Inc., *Norma para Tanques de Acero Ubicados sobre el Nivel del Terreno para Líquidos Inflamables y Combustibles*, norma UL 142; *Norma para Tanques de Acero Subterráneos para Líquidos Inflamables y Combustibles*, norma UL 58; *Norma para Tanques Interiores de Acero para Quemadores de Aceite Combustible*, norma UL 80; o *Norma para Tanques Aislados sobre superficie para Líquidos Inflamables*, norma UL 2085.

(b) American Petroleum Institute, Norma N° 650, *Tanques de Acero Soldados para Almacenamiento de Petróleo*, octava edición.

(c) American Petroleum Institute, Especificaciones 12B, *Tanques unidos por pernos para Almacenamiento de Líquidos de Producción*, doceava edición; 12D, *Tanques Soldados in Situ para Almacenamiento de Líquidos de Producción*, octava edición; o 12F, *Tanques Soldados en Fábrica para Almacenamiento de Líquidos de Producción*, séptima edición.

(d) American Society for Testing and Materials, *Especificación Normalizada para Tanques Subterráneos de Poliester Reforzado con Fibra de Vidrio para el Almacenamiento de Petróleo*, norma ASTM D 4021.

(e) Underwriters Laboratories Inc., *Norma para Tanques Subterráneos de Plástico Reforzado con Fibra de Vidrio para el almacenamiento de Productos Petrolíferos, Alcoholes y Mezclas Alcohol/Gasolina*, Norma UL 1316.

2-2.3.2 Debe permitirse que los tanques atmosféricos diseñados y construidos de acuerdo con el Apéndice F de la norma API 650, *Tanques de Acero Soldados para Almacenamiento de Petróleo*, operen a presiones comprendidas entre la atmosférica y 1,0 lb/pulg² manom. (presión manométrica de 6,9 kPa).

Debe requerirse un análisis basado en los criterios de la ingeniería para cualquier tanque que se use a presiones

superiores a 0,5 lb/pulg² manom. (presión manométrica de 3,5 kPa) para determinar que el tanque puede soportar las presiones elevadas. En ningún caso debe permitirse que los tanques atmosféricos operen a presiones superiores a 1,0 lb/pulg² manom. (presión manométrica de 6,9 kPa).

2-2.3.3 Debe permitirse que los tanques de baja presión y los recipientes de presión se empleen como tanques atmosféricos.

2-2.3.4 Los tanques atmosféricos no deben usarse para almacenar líquidos a una temperatura igual o superior a su punto de ebullición.

2-2.4 Tanques de Baja Presión.

2-2.4.1 La presión normal de operación del tanque no debe superar la presión de diseño del tanque.

2-2.4.2 Los tanques de baja presión deben construirse de acuerdo con normas de diseño reconocidas. Los tanques de baja presión pueden construirse de acuerdo con:

(a) American Petroleum Institute, Norma No. 620, *Reglas Recomendadas para el Diseño y Construcción de Grandes Tanques de Almacenamiento Soldados de Baja Presión*, quinta edición; y

(b) Los principios del *Código para Recipientes de Presión no sometidos a fuego*, Sección VIII, División 1, del *Código ASME de Calderas y Recipientes a Presión*.

2-2.4.3 Debe permitirse el uso de tanques horizontales cilíndricos y rectangulares construidos de acuerdo con los requisitos de Underwriters Laboratories Inc. especificados en 2-2.3.1, para presiones de operación que no superen 1,0 lb/pulg² manom. (6,9 kPa), y hasta 2,5 lb/pulg² manom. (17,2 kPa) deben limitarse bajo condiciones de venteo de emergencia.

2-2.4.4 Los recipientes de presión podrán ser usados como tanques de baja presión.

2-2.5 Recipientes a Presión.

2-2.5.1 La presión normal de operación del recipiente no excederá la presión de diseño del recipiente.

2-2.5.2 Los tanques de almacenamiento diseñados para soportar presiones superiores a 15 lb/pulg² manom. (103,4 kPa) deben cumplir con los requisitos de 1-9.2.

2-2.6 Requisitos para la Corrosión Interna. Cuando los tanques no estén diseñados de acuerdo con las normas del American Petroleum Institute, la American Society of Mechanical Engineers o de Underwriters Laboratories, o si se anticipa que la corrosión que se producirá será superior a la prevista en las fórmulas de diseño empleadas, debe usarse metal de mayor espesor o recubrimientos o revestimientos protectores para compensar la pérdida por corrosión esperada durante la vida útil del tanque.

2-3 Instalación de Tanques Exteriores Ubicados por Encima del Nivel del Terreno.

2-3.1* Esta sección incluye las instalaciones en las cuales los tanques estén por encima, por debajo, o al mismo nivel que el terreno y que no posean relleno.

2-3.2 Ubicación con Respecto a Linderos, Vías Públicas y Edificios Importantes Ubicados en la Misma Propiedad.

2-3.2.1 Todos los tanques ubicados por encima del nivel del terreno para almacenamiento de líquidos Clase I, Clase II o Clase IIIA (excepto lo dispuesto en 2-3.2.2, los líquidos con características de ebullición desbordante y los líquidos inestables) que operen a presiones que no superen 2,5 lb/pulg² manom. (17,2 kPa) y diseñados con una junta débil entre el techo y el cuerpo del tanque (*ver* 2-3.6.3), o equipados con dispositivos de venteo de emergencia que no permitirán que las presiones superen 2,5 lb/pulg² manom. (17,2 kPa), deben ubicarse de acuerdo con la Tabla 2-1. Cuando el espaciamiento de los tanques dependa de un diseño con junta débil entre el techo y el cuerpo, el usuario presentará evidencia que certifique dicha construcción ante la autoridad competente, a pedido de la misma.

(a) Para los propósitos de la Sección 2-3, un tanque con techo flotante se define como un tanque que incorpora uno de los siguientes:

1. Un techo flotante metálico a pontón o doble cubierta en los tanques con la parte superior abierta, que cumple con la norma API 650, *Tanques de Acero Soldados para Almacenamiento de Petróleo*, o

2. Un techo metálico fijo con ventilación en la parte superior y aleros que cumplen con la norma API 650 y que contenga un techo metálico flotante que cumpla con cualquiera de los siguientes requisitos:

a. Un techo flotante metálico a pontón o doble cubierta que cumpla con los requisitos de la norma API 650, o

b. Una cubierta metálica flotante apoyada sobre dispositivos metálicos flotantes herméticos a los líquidos que proporcionen suficiente empuje hidráulico para impedir que la superficie líquida quede expuesta al perderse la mitad de la flotación.

(b) Un tanque que posea una tapa, techo o cubierta metálica flotante interna que no cumpla con los requisitos de (a)2a mencionados precedentemente, o una que emplee espuma plástica (excepto para sellado) para su flotación, aún cuando esté encapsulada en metal o fibra de vidrio, se considerará como un tanque con cubierta fija.

2-3.2.2 Los tanques verticales que poseen una junta débil entre el techo y el cuerpo del tanque (*ver* 2-3.6.3) y que almacenan líquidos Clase IIIA pueden estar ubicados a la mitad de las distancias especificadas en la Tabla 2-1, siempre que los tanques no estén dentro de un área con diques o del camino de drenaje de un tanque que almacena líquidos Clase I o Clase II.

2-3.2.3 Todos los tanques ubicados sobre el nivel del terreno para el almacenamiento de líquidos Clase I, clase II o Clase IIIA (excepto los líquidos con características de ebullición desbordante y los líquidos inestables) que operen a presiones superiores a 2,5 lb/pulg² manom. (presión manométrica de 17,2 kPa) o equipados con venteos de emergencia que permitirán que las presiones superen 2,5 lb/pulg² manom. (presión manométrica de 17,2 kPa) deben estar de acuerdo con la Tabla 2-2.

Tabla 2-1 Líquidos Estables [Presión de operación igual o inferior a 2,5 lb/pulg² manom. (17,2 kPa)]

Tipo de tanque	Protección	Mínima distancia desde la línea de lindero sobre el cual existen o puedan existir construcciones, incluyendo el lado opuesto de una vía pública. No será inferior a 5 pies (1,5 m).	Mínima distancia desde el lado más próximo de una vía pública o desde el edificio importante más cercano ubicado en la misma propiedad. No será inferior a 5 pies (1,5 m).
Techo flotante [Ver 2-3.2.1(a)]	Protección de exposiciones ¹	½ diámetro del tanque	1/6 del diámetro del tanque
	Ninguna	Diámetro del tanque, pero no es necesario que supere los 175 pies (53m)	1/6 del diámetro del tanque
Vertical con junta débil entre el techo y el cuerpo (Ver 2-3.5.3)	Espuma aprobada o sistema aprobado de inertización ² en tanques que no superen 150 pies de diámetro ³ (46 m)	½ diámetro del tanque	1/6 del diámetro del tanque
	Protección de exposiciones ¹	Diámetro del tanque	1/3 del diámetro del tanque
	Ninguna	2 veces el diámetro del tanque, pero no es necesario que supere los 350 pies (105 m)	1/3 del diámetro del tanque
Horizontal y vertical con venteo de alivio de emergencia para limitar las presiones a 2,5 lb/pulg ² manom. (presión manométrica de 17,2 kPa)	Sistema aprobado de inertización ² en el tanque, o sistema de espuma aprobado en tanques verticales	½ del valor indicado en la Tabla 2-6	½ del valor indicado en la Tabla 2-6
	Protección de exposiciones ¹	Tabla 2-6	Tabla 2-6
	Ninguna	2 veces el valor indicado en la Tabla 2-6	Tabla 2-6

Unidades del SI: 1 pie = 0,3m

¹ Ver definición de "Protección de exposiciones".² Ver norma NFPA 69, *Norma sobre Sistemas de Prevención de Explosiones*.³ Para tanques con diámetros superiores a 150 pies, emplear "Protección de exposiciones" o "Ninguna", según resulte aplicable.Tabla 2-2 Líquidos Estables [Presión de operación superior a 2,5 lb/pulg² manom. (17,2 kPa)]

Tipo de tanque	Protección	Mínima distancia desde la línea de lindero sobre el cual existen o puedan existir construcciones, incluyendo el lado opuesto de una vía pública.	Mínima distancia desde el lado más próximo de una vía pública o desde el edificio importante más cercano ubicado en la misma propiedad.
Cualquier tipo	Protección de exposiciones ¹	1½ veces el valor indicado en la Tabla 2-6, pero nunca inferior a 25 pies	1½ veces el valor indicado en la Tabla 2-6, pero nunca inferior a 25 pies
	Ninguna	3 veces el valor indicado en la Tabla 2-6, pero nunca inferior a 50 pies	½ del valor indicado en la Tabla 2-6, pero nunca inferior a 50 pies

Unidades del SI: 1 pie = 0,3m

¹ Ver definición de "Protección de exposiciones".

Tabla 2-3 Líquidos con características de Ebullición Desbordante

Tipo de tanque	Protección	Mínima distancia desde la línea de lindero sobre el cual existen o puedan existir construcciones, incluyendo el lado opuesto de una vía pública. No será inferior a 5 pies.	Mínima distancia desde el lado más próximo de una vía pública o desde el edificio importante más cercano ubicado en la misma propiedad. No será inferior a 5 pies.
Techo flotante [Ver 2-3.2.1(a)]	Protección de exposiciones ¹	½ del diámetro del tanque	1/6 del diámetro del tanque
	Ninguna	Diámetro del tanque	1/6 del diámetro del tanque
Techo fijo	Espuma aprobada o sistema de inertización aprobado ²	Diámetro del tanque	1/3 del diámetro del tanque
	Protección de exposiciones ¹	2 veces el diámetro del tanque	2/3 del diámetro del tanque
	Ninguna	4 veces el diámetro del tanque, pero no es necesario exceder los 350 pies	2/3 del diámetro del tanque

Unidades del SI: 1 pie = 0,3m

¹ Ver definición de "Protección de exposiciones".² Ver norma NFPA 69, *Norma sobre Sistemas de Prevención de Explosiones*.

Tabla 2-4 Líquidos Inestables

Tipo de tanque	Protección	Mínima distancia desde la línea de lindero sobre el cual existen o puedan existir construcciones, incluyendo el lado opuesto de una vía pública.	Mínima distancia desde el lado más próximo de una vía pública o desde el edificio importante más cercano ubicado en la misma propiedad.
Tanques horizontales y verticales con venteo de alivio de emergencia para impedir que la presión supere 2,5 lb/pulg ² manom. (presión manométrica de 17,2 kPa)	Tanque protegido con cualquiera de los siguientes: rociado de agua aprobado, sistema de inertización aprobado ¹ , aislación y refrigeración aprobada, barricada aprobada	Tabla 2-6, pero nunca inferior a 25 pies	No inferior a 25 pies
	Protección de exposiciones ²	2½ veces el valor indicado en la Tabla 2-6, pero nunca inferior a 50 pies	No inferior a 50 pies
	Ninguna	5 veces el valor indicado en la Tabla 2-6, pero nunca inferior a 100 pies	No inferior a 100 pies
Tanques horizontales y verticales con venteos de alivio de emergencia para permitir que la presión supere los 2,5 lb/pulg ² manom. (presión manométrica de 17,2 kPa)	Tanque protegido con cualquiera de los siguientes: rociado de agua aprobado, sistema para volver inerte aprobado ¹ , aislación y refrigeración aprobada, barricada aprobada	2 veces el valor indicado en la Tabla 2-6, pero nunca inferior a 50 pies	No inferior a 50 pies
	Protección de exposiciones ²	4 veces el valor indicado en la Tabla 2-6, pero nunca inferior a 100 pies	No inferior a 100 pies
	Ninguna	8 veces el valor indicado en la Tabla 2-6, pero nunca inferior a 150 pies	No inferior a 150 pies

Unidades del SI: 1 pie = 0,3m

¹ Ver norma NFPA 69, Norma sobre Sistemas de Prevención de Explosiones.² Ver definición de "Protección de exposiciones".

Tabla 2-5 Líquidos Clase IIIB

Capacidad del tanque (galones)	Mínima distancia desde la línea de lindero sobre el cual existen o puedan existir construcciones, incluyendo el lado opuesto de una vía pública		Mínima distancia desde el lado más próximo de una vía pública o desde el edificio importante más cercano ubicado en la misma propiedad.	
	(pies)	(metros)	(pies)	(metros)
12.000 o menos	5	1,5	5	1,5
12.001 a 30.000	10	3	5	1,5
30.001 a 50.000	10	3	10	3
50.001 a 100.000	15	4,5	10	3
100.001 o más	15	4,5	15	4,5

Unidades del SI: 1 pie = 0,3m; 1 gal = 3,8 L

Tabla 2-6 Referencias para usar con las Tablas 2-1 a 2-4

Capacidad del tanque (galones)	Mínima distancia desde la línea de lindero sobre el cual existen o puedan existir construcciones, incluyendo el lado opuesto de una vía pública.		Mínima distancia desde el lado más próximo de una vía pública o desde el edificio importante más cercano ubicado en la misma propiedad.	
	(pies)	(metros)	(pies)	(metros)
275 o menos	5	1,5	5	1,5
276 a 750	10	3	5	1,5
751 a 12.000	15	4,5	5	1,5
12.001 a 30.000	20	6,1	5	1,5
30.001 a 50.000	30	9,2	10	3
50.001 a 100.000	50	15,2	15	4,5
100.001 a 500.000	80	24,4	25	6,1
500.001 a 1.000.000	100	30,5	35	10,6
1.000.001 a 2.000.000	135	41,1	45	13,7
2.000.001 a 3.000.000	165	50,3	55	16,8
3.000.000 o mas	175	53,3	60	18,3

Unidades del SI: 1 pie = 0,3m; 1 gal = 3,8 L

2-3.2.4 Todos los tanques ubicados sobre el nivel del terreno para almacenamiento de líquidos con características de ebullición desbordante deben estar ubicados de acuerdo con la Tabla 2-3. Los líquidos con características de ebullición desbordante no deben almacenarse en tanques con cubierta fija con diámetro superior a 150 pies (45,7 m), a menos que se instale en el tanque un sistema aprobado de inertización.

2-3.2.5 Todos los tanques ubicados sobre el nivel del terreno para almacenamiento de líquidos inestables deben ubicarse de acuerdo con la Tabla 2-4.

2-3.2.6 Todos los tanques ubicados por encima del nivel del terreno para almacenamiento de líquidos Clase IIIB, excluyendo los líquidos inestables, deben ubicarse de acuerdo con la Tabla 2-5, excepto cuando estén ubicados dentro de un área con diques o en el camino de drenaje de un tanque(s) que almacena líquidos Clase I o Clase II. Cuando un tanque de almacenamiento de líquidos Clase IIIB esté dentro del área con diques o en el camino de drenaje de un líquido Clase I o Clase II debe aplicarse 2-3.2.1 ó 2-3.2.2.

2-3.2.7 Cuando existan tanques en dos propiedades de diferentes propietarios que tengan un lindero común, la autoridad competente podrá, con el consentimiento escrito de los propietarios de ambas propiedades, reemplazar las distancias indicadas en 2-3.3.1 a 2-3.3.6 por las distancias mínimas establecidas en 2-3.2.

2-3.2.8 Cuando la falla de los extremos de los tanques y recipientes a presión horizontales pueda exponer la propiedad, el tanque se colocará con su eje longitudinal paralelo a la exposición importante más cercana.

Tabla 2-7 Espaciamiento mínimo entre tanques (entre cuerpos)

	Tanques con techo flotante	Tanques horizontales o de techo fijo	
		Líquidos Clase I o Clase II	Líquidos Clase IIA
Todos los tanques cuyo diámetro no supere 150 pies	1/6 de la suma de los diámetros de los tanques adyacentes, pero nunca inferior a 3 pies	1/6 de la suma de los diámetros de los tanques adyacentes, pero nunca inferior a 3 pies	1/6 de la suma de los diámetros de los tanques adyacentes, pero nunca inferior a 3 pies
Tanques con diámetros superiores a 150 pies			
Si el embalse remoto está de acuerdo con 2-3.4.2	1/6 de la suma de los diámetros de los tanques adyacentes	1/4 de la suma de los diámetros de los tanques adyacentes	1/6 de la suma de los diámetros de los tanques adyacentes
Si se ha provisto un dique de acuerdo con 2-3.4.3	1/4 de la suma de los diámetros de los tanques adyacentes	1/3 de la suma de los diámetros de los tanques adyacentes	1/4 de la suma de los diámetros de los tanques adyacentes

Unidades del SI: 1 pie = 0,3m

2-3.3 Espaciamiento (entre Cuerpos) entre dos Tanques Adyacentes Ubicados por encima del Nivel del Terreno.

2-3.3.1 Los tanques que almacenan líquidos Clase I, II o IIIA estarán separados de acuerdo con la Tabla 2-7, a excepción de lo dispuesto en 2-3.3.2.

2-3.3.2 No es necesario que los tanques que almacenan petróleo crudo cuyas capacidades individuales no superen los 126.000 galones (3000 barriles), si están ubicados en instalaciones de producción en ubicaciones aisladas, estén separados más de 3 pies (0,9m).

2-3.3.3 Los tanques empleados exclusivamente para almacenar líquidos Clase IIIB no podrán estar espaciados a menos de 3 pies (0,9m), a menos que estén dentro de un recinto ó área con diques o en el camino de drenaje de un tanque que almacena líquidos Clase I o Clase II, en cuyo caso se aplicarán los requisitos de la Tabla 2-7.

2-3.3.4 Para los líquidos inestables, la distancia entre tales tanques no será inferior a la semisuma de sus diámetros.

2-3.3.5 Cuando los tanques se encuentren en un recinto o área con diques y contienen líquidos Clase I o Clase II, o en el camino de drenaje de líquidos Clase I o Clase II, y estén distribuidos de manera compacta en tres o más hileras o con un patrón irregular, la autoridad competente podrá exigir un mayor espaciamiento u otros medios para que los tanques interiores sean accesibles para los propósitos de la lucha contra incendios.

2-3.3.6 La mínima separación horizontal entre un recipiente para gas licuado de petróleo y un tanque de almacenamiento para líquidos Clase I, Clase II o Clase IIIA será de 20 pies (6m), excepto en el caso de tanques para líquidos Clase I, Clase II o Clase IIIA que operen a presiones superiores a 2,5 lb/pulg² manom. (17,2 kPa) o equipados con venteo de emergencia que permita que las presiones superen 2,5 lb/pulg² manom. (17,2 kPa), en cuyo caso deben aplicarse los requisitos de 2-3.3.1 y 2-3.3.2. Deben tomarse medidas apropiadas para impedir la acumulación de líquidos Clase I, Clase II o Clase IIIA debajo de los recipientes para gas licuado de petróleo adyacentes, como por ejemplo diques, sardineles de aviación o pendientes. Si los tanques de almacenamiento de líquidos inflamables o combustibles están dentro de un área con diques, los recipientes para gas licuado de petróleo estarán fuera del área con diques y separados por lo menos 10 pies (3m) del eje del muro del dique. Los requisitos antes mencionados no deben aplicarse cuando los recipientes para gas licuado de petróleo menores a 125 gal. (475 L) estén instalados adyacentes a tanques de suministro de

combustible con capacidades iguales o inferiores a 660 galones (2498 L). No se requiere separación horizontal entre recipientes para gas licuado de petróleo ubicados por encima del nivel del terreno y tanques subterráneos para líquidos inflamables o combustibles instalados de acuerdo con la Sección 2-4.

2-3.4 Control de Derrames de los Tanques Ubicados sobre Superficie.

2-3.4.1 Debe proveerse instalaciones para impedir que cualquier descarga accidental de líquidos Clase I, Clase II o Clase IIIA ponga en peligro las instalaciones importantes y la propiedad adyacente o llegue a los cursos de agua, de acuerdo con lo especificado en 2-3.4.2 ó 2-3.4.3.

Excepción No. 1: Los tanques que almacenan líquidos Clase IIIB no requieren drenajes ni provisiones de endicamiento especiales para los propósitos de la lucha contra incendios.

Excepción No. 2: No es necesario que los tanques tipo contención secundaria ubicados por encima del nivel del terreno cumplan con los requisitos de 2-3.4 si se cumplen todas las condiciones siguientes:

(a) La capacidad del tanque no supere 12.000 galones (45.420L).

(b) Todas las conexiones de las tuberías al tanque se conecten por encima del máximo nivel normal del líquido.

(c) Existan medios para impedir que se libere líquido del tanque por efecto sifón.

(d) Existan medios para determinar el nivel del líquido dentro del tanque. Estos medios deben ser accesibles para el operario que efectúa las entregas.

(e) Existan medios para impedir el sobrellenado mediante la activación de una alarma sonora cuando el nivel del líquido dentro del tanque llega al 90 por ciento de su capacidad, deteniendo automáticamente la entrega de líquido al tanque cuando el nivel del líquido dentro del tanque llega al 95 por ciento de su capacidad. En ningún caso estas provisiones deben restringir o interferir con el correcto funcionamiento del venteo normal ni del venteo de emergencia.

(f) El espaciamiento entre tanques adyacentes no debe ser inferior a 3 pies (0,9m).

(g) El tanque debe ser capaz de resistir los daños provocados por el impacto de un vehículo automotor o deben instalarse barreras antichoque adecuadas.

(h) Si el espacio intersticial está encerrado, éste debe estar equipado con venteo de emergencia de acuerdo con 2-3.6.

(i) Existan medios para establecer la integridad de la contención secundaria. Para el ensayo de los tanques tipo

contención secundaria, ver 2-8.3.5.

2-3.4.2 Embalse Remoto. Cuando la protección de la propiedad adyacente o de los cursos de agua se logre mediante el drenaje hacia un área de embalse remota, de manera que el líquido embalsado no permanezca contra los tanques, dichos sistemas deben cumplir con los siguientes requisitos:

(a) Exista una pendiente de no menos del 1 por ciento, comenzando en el tanque, que se prolongue al menos 50 pies (15 m) hacia el área de embalse.

(b) La capacidad del área de embalse no sea inferior a la capacidad del mayor tanque que pueda drenar hacia ella. Cuando esto no resulte posible debido a que no existe suficiente espacio abierto alrededor de los tanques o resulte impracticable proveer un embalse remoto del 100 por ciento, se permite proveer embalse remoto "parcial" para cierto porcentaje de la capacidad requerida, en una ubicación remota con respecto a cualquier tanque o propiedad adyacente. El volumen requerido en exceso de la capacidad del embalse remoto se proveerá mediante diques que cumplan con los requisitos de 2-3.4.3.

(c) La ruta del sistema de drenaje debe estar ubicada de manera que, si los líquidos en el sistema de drenaje se inflaman, el incendio no exponga seriamente los tanques o la propiedad adyacente.

(d) Los límites del área de embalse deben ubicarse de manera que, cuando éste se llene hasta alcanzar su capacidad, el nivel del líquido no esté a menos de 50 pies (15 m) desde cualquier lindero sobre el cual existen o puedan existir construcciones o desde cualquier tanque. Cuando se utilice embalse remoto "parcial", el nivel del líquido dentro del embalse parcial cumplirá con los requisitos de esta sección. El volumen en exceso debe cumplir con los requisitos de embalse mediante diques de acuerdo con lo provisto en 2-3.4.3. El espaciamiento entre tanques debe determinarse de la misma manera que para los tanques embalsados de acuerdo con 2-3.4.3.

2-3.4.3 Embalse por Medio de Diques Alrededor de los Tanques. Cuando la protección de la propiedad adyacente o de los cursos de agua se logre mediante un embalse por diques alrededor de los tanques, dicho sistema debe cumplir con lo siguiente:

(a) Existir una pendiente no menor al 1 por ciento, comenzando en el tanque, que se prolongue al menos 50 pies (15m) o hasta la base del dique, lo que resulte menor.

(b)* La capacidad volumétrica del área con diques no debe ser inferior a la mayor cantidad de líquido que puede ser liberada del tanque de mayor capacidad dentro del área con dique, suponiendo el tanque lleno. Para considerar el volumen ocupado por los otros tanques, la capacidad del dique que encierre más de un tanque se calculará luego de deducir el volumen de los tanques, excluyendo el mayor de los tanques, por debajo de la altura del dique exterior.

(c) Para permitir el acceso, la base exterior del dique a nivel del terreno no estará a menos de 10 pies (3m) de cualquier lindero sobre el cual existen o puedan existir construcciones.

(d) Los muros del dique serán de tierra, acero, hormigón o mampostería sólida diseñados de manera que resulten herméticos a los líquidos y capaces de soportar la carga hidrostática correspondiente a la condición de llenado. Los muros de tierra de 3 pies (0,9m) de altura o más, deben tener en su parte superior una sección plana no menor a 2 pies (0,6m) de ancho. La pendiente de los muros de tierra debe ser consistente con el ángulo de reposo del material con el cual se construya el muro. Las áreas con diques para tanques que contienen líquidos

Clase I ubicados en suelos extremadamente porosos pueden requerir tratamientos especiales para impedir la filtración de cantidades peligrosas de líquido hacia las zonas bajas o cursos de agua en caso de derrames.

(e) A excepción de lo indicado en el punto (f) siguiente, los muros del área con diques deben estar restringidos a una altura promedio de 6 pies (1,8m) por encima del nivel interior.

(f) Está permitido que los diques sean más altos que un promedio de 6 pies (1,8m) por encima del nivel interior cuando se tomen las precauciones necesarias para permitir el acceso normal y el acceso en caso de emergencia hacia los tanques, válvulas y demás equipos, y para permitir una salida segura del recinto.

1. Cuando la altura promedio de un dique que contenga líquidos Clase I sea superior a 12 pies (3,6m), medidos desde el nivel interior, o cuando la distancia entre cualquier tanque y el borde superior interno del dique sea menor que la altura del dique, se tomarán las medidas necesarias para permitir la operación normal de las válvulas y el acceso hacia el techo(s) de los tanques sin ingresar por debajo de la parte superior del dique. Debe permitirse cumplir con estos requisitos mediante el uso de válvulas operadas a control remoto, pasarelas sobre elevadas o disposiciones similares.

2. Las tuberías que atraviesen los muros del dique se diseñarán para evitar tensiones excesivas resultantes de los asentamientos o de la exposición a incendios.

3. La mínima distancia entre los tanques y el pie de los muros interiores del dique debe ser de 5 pies (1,5m).

(g) Cada una de las áreas con dique que contengan dos o más tanques debe estar subdividida, preferentemente mediante canales de drenaje o al menos mediante diques intermedios, para impedir que los derrames pongan en peligro los tanques adyacentes dentro del área con diques, de la siguiente manera:

1. Cuando se almacenen líquidos normalmente estables en tanques verticales con techo cónico construidos con junta débil entre el techo y el cuerpo del tanque o tanques de techo flotante, o cuando se almacene petróleo crudo en áreas de producción dentro de tanques de cualquier tipo, una subdivisión por cada tanque de más de 10.000 bbl (1.590.000L) de capacidad y una subdivisión por cada grupo de tanques [ninguno de los cuales supera los 10.000 bbl (1.590.000L) de capacidad] que posea una capacidad acumulada que no supere los 15.000 bbl (2.385.000L).

2. Cuando se almacenen líquidos normalmente estables en tanques no cubiertos por la subsección (1), una subdivisión por cada tanque de más de 2380 bbl (378.500L) de capacidad y una subdivisión por cada grupo de tanques [ninguno de los cuales supera los 2380 bbl (378.500L)] que posea una capacidad acumulada que no supere los 3570 bbl (567.750L).

3. Cuando se almacenen líquidos inestables en tanques de cualquier tipo, una subdivisión por cada tanque, a excepción de los tanques instalados de acuerdo con los requisitos de drenaje de la norma NFPA 15, *Norma para los Sistemas Fijos Pulverizadores de Agua para Protección contra Incendio*, los cuales no requerirán ninguna subdivisión adicional. Debido a que los líquidos inestables reaccionan más rápidamente al ser calentados que cuando se encuentren a temperatura ambiente, el método preferido es la subdivisión mediante canales de drenaje.

4. Cuando dos o más tanques que almacenan líquidos Clase I, cualquiera de los cuales tiene un diámetro superior a 150 pies (45m), están ubicados en un dique o recinto común,

debe proveerse sub-diques intermedios entre tanques adyacentes para contener al menos el 10 por ciento de la capacidad del tanque así encerrado, sin incluir el volumen desplazado por el tanque.

5. Los canales de drenaje o diques intermedios deben estar ubicados entre los tanques de manera de aprovechar completamente el espacio disponible con la debida consideración de las capacidades individuales de los tanques. Los diques intermedios, en caso que se los emplee, tendrán una altura no inferior a las 18 pulg. (45cm).

(h) Cuando se hayan dispuesto instalaciones para drenar el agua de las áreas dentro de diques, dichos drenajes deben controlarse en forma que impidan el ingreso de líquidos inflamables o combustibles a los cursos de agua naturales, desagües pluviales públicos o drenajes cloacales públicos, si es que su presencia constituye un riesgo. El control del drenaje debe ser accesible bajo condiciones de incendio desde el exterior del dique.

(i) No debe permitirse almacenar materiales combustibles, tambores vacíos o llenos, o barriles, dentro del área de diques.

2-3.5 Venteo o Alivio Normal para Tanques Ubicados por Encima de la Superficie.

2-3.5.1 Los tanques de almacenamiento atmosféricos deben tener un venteo adecuado para impedir el desarrollo de vacío o presiones suficientes para deformar el techo en el caso de tanques con techo cónico, o que superen la presión de diseño en el caso de los demás tanques atmosféricos, como resultado de su llenado o vaciado y de los cambios de la temperatura ambiente.

2-3.5.2 Los venteos normales deben dimensionarse de acuerdo con: (1) la norma API 2000, *Venteo de Tanques de Almacenamiento Atmosféricos y de Baja Presión*, o (2) otras normas aceptadas; o bien deben ser al menos de un tamaño igual al de la conexión para llenado o vaciado, la que resulte mayor, pero en ningún caso el diámetro interior nominal será menor que 1¼ pulg. (3 cm).

2-3.5.3 Los tanques de baja presión y recipientes a presión deben tener un venteo o alivio adecuado para impedir el desarrollo de presiones o vacío, resultantes de su llenado o vaciado y de los cambios de la temperatura ambiente, que superen la presión de diseño de los tanques o recipientes. También se debe proporcionar protección para impedir sobrepresiones provocadas por cualquier bomba que descargue hacia el tanque o recipiente cuando la presión de descarga de la bomba pueda exceder la presión de diseño del tanque o recipiente.

2-3.5.4 Si algún tanque o recipiente a presión posee más de una conexión para llenado o vaciado y se pueden efectuar operaciones simultáneas de llenado o vaciado, el tamaño del venteo debe basarse en el máximo flujo simultáneo anticipado.

2-3.5.5 Las salidas de todos los venteos y drenajes de venteo de los tanques equipados con sistemas de venteo que permitan presiones superiores a 2,5 lb/pulg² manom. (17,2 kPa) deben estar dispuestas para impedir que su descarga genere el sobrecalentamiento localizado o el impacto de las llamas sobre cualquier parte del tanque, en caso que se enciendan los vapores de dichos venteos.

2-3.5.6 Los tanques y recipientes a presión que almacenen líquidos Clase IA deben estar equipados con dispositivos de venteo que normalmente estén cerrados excepto cuando estén aliviando en respuesta a condiciones de presión o vacío. Los tanques y recipientes a presión que almacenen líquidos Clase IB y IC deben estar equipados con dispositivos de venteo que normalmente deben estar cerrados excepto cuando estén aliviando en respuesta a condiciones de presión o vacío, o con arrestallamas listados. Los tanques con capacidad igual o inferior a 3000 bbl (476.910L) que contengan petróleo crudo ubicados en áreas de producción de crudo y tanques atmosféricos exteriores con capacidad inferior a 23,8 bbl (3785L) que contengan líquidos que no sean Clase IA, podrán tener venteos abiertos. (Ver 2-3.6.2.)

2-3.5.7* Los arrestallamas o dispositivos de venteo requeridos en 2-3.5.6 podrán ser omitidos para los líquidos Clase IB y IC cuando las condiciones sean tales que su uso pueda provocar daños al tanque en caso de obstrucción. Las propiedades de los líquidos que justifican la omisión de dichos dispositivos incluyen, pero no se limitan a, la condensación, corrosividad, cristalización, polimerización, congelamiento o taponamiento. Cuando exista cualquiera de estas condiciones, se podrá considerar el calentamiento, el uso de dispositivos que empleen materiales de construcción especiales, el uso de sellos líquidos, o un sistema de inertización de los líquidos.

2-3.6 Venteo de Alivio de Emergencia para el Caso de Exposición a Incendios de los Tanques Ubicados por Encima del Nivel del Terreno.

2-3.6.1 A excepción de lo dispuesto en 2-3.6.2, todos los tanques de almacenamiento ubicados por encima del nivel del terreno deben tener alguna forma constructiva o dispositivo para aliviar las excesivas presiones internas ocasionadas por la exposición a incendios. Este requisito también debe aplicarse a todos los compartimentos de un tanque compartimentado, al espacio intersticial (anillo) de los tanques tipo contención secundaria y al espacio encerrado de los tanques de construcción tipo pretil con parte superior cerrada con dique (tank of close-top dike construction). Los espacios o volúmenes encerrados, tales como aquellos dispuestos para aislamiento, membranas o escudos climáticos, que podrían contener líquidos debido a una pérdida del recipiente primario y que pueden inhibir el venteo durante la exposición a un incendio, también deben cumplir con esta subsección. La aislación, membrana o escudo climático no interferirá con el venteo de emergencia.

2-3.6.2 Los tanques con capacidades superiores a 285 bbl (45.306L) que almacenen líquidos Clase IIIB y que no estén dentro del área endicada o del camino de drenaje de líquidos Clase I o Clase II no requerirán venteo de alivio de emergencia.

2-3.6.3 En los tanques verticales, la construcción mencionada en 2-3.6.1 podrá tener la forma de un techo flotante, un techo levadizo, una junta débil entre el techo y el cuerpo del tanque, u otra construcción aprobada para el alivio de la presión. La junta débil entre el techo y el cuerpo del tanque debe estar construida de manera de fallar antes que cualquier otra junta. La norma API 650, y la norma UL 142, *Norma para Tanques de Acero Ubicados sobre el Nivel del Terreno para Líquidos Inflamables y Combustibles*, contienen métodos de diseño para la construcción de juntas débiles entre el techo y el tanque.

2-3.6.4 Cuando el alivio de emergencia dependa exclusivamente de dispositivos aliviadores de la presión, la capacidad de venteo total tanto del venteo normal como del de

emergencia debe ser suficiente para impedir la ruptura del cuerpo o del fondo del tanque en el caso de tanques verticales, o del cuerpo o de los cabezales en el caso de tanques horizontales. Si se almacenan líquidos inestables, debe tomarse en cuenta los efectos del calor o del gas resultantes de la polimerización, descomposición, condensación o autorreactividad. La capacidad total tanto de los dispositivos de venteo normal como de los dispositivos de venteo de emergencia no debe ser inferior a la indicada en la Tabla 2-8, a excepción de lo indicado en 2-3.6.6 o 2-3.6.7. Dichos dispositivos deben ser herméticos al vapor y podrán consistir en una tapa de boca de acceso autocerrante, o una que use pernos largos que permitan que la tapa se eleve por la presión interna, o una válvula o válvulas de alivio adicionales o de mayor tamaño. La superficie húmeda del tanque se calculará en base al 55 por ciento del área expuesta total de una esfera o esferoide, 75 por ciento del área expuesta total de un tanque horizontal, y los primeros 30 pies (9m) por encima del nivel del terreno del área expuesta del cuerpo de un tanque vertical. (Ver Apéndice B para la superficie en pies cuadrados de los tanques de tamaño típico.)

Tabla 2-8 Superficie húmeda vs.pies³ de aire libre por hora¹
[14,7 lb/pulg² abs. y 60°F (101,3 kPa y 15,6°C)]

pie ³	pie ³ /h	pie ³	pie ³ /h	pie ³	pie ³ /h
20	21.100	200	211.000	1000	524.000
30	31.600	250	239.000	1200	557.000
40	42.100	300	265.000	1400	587.000
50	52.700	350	288.000	1600	614.000
60	63.200	400	312.000	1800	639.000
70	73.700	500	354.000	2000	662.000
80	84.200	600	392.000	2400	704.000
90	94.800	700	428.000	2800	742.000
100	105.000	800	462.000		
120	126.000	900	493.000		
140	147.000	1000	524.000		
160	168.000				
180	190.000				
200	211.000				

Unidades del SI: 10pies³ = 0,93 m³; 36pies³ = 1,0 m³
¹ Interpolara para los valores intermedios.

2-3.6.5 Para los tanques y recipientes de almacenamiento diseñados para presiones superiores a 1 lb/pulg² manom. (6,9 kPa), la tasa total de venteo debe determinarse de acuerdo con la Tabla 2-8, excepto cuando el área húmeda expuesta de la superficie sea superior a 2800pies² (260m²), en cuyo caso la tasa total de venteo debe cumplir con la Tabla 2-9 o bien se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$CFH = 1107 A^{0.82}$$

Donde:

CFH = Venteo requerido, en pies cúbicos de aire por hora
A = superficie húmeda expuesta, en pies cuadrados.

La fórmula precedente está basada en Q = 21.000 A^{0.82}

2-3.6.6 La capacidad total de venteo de alivio de emergencia para cualquier líquido específico estable dado se puede determinar usando la siguiente fórmula:

$$\text{Pies cúbicos de aire libre por hora} = V \frac{1337}{L\sqrt{M}}$$

Donde:

- V = pies cúbicos de aire libre por hora, de Tabla 2-8
- L = calor latente de vaporización de un líquido específico, en Btu por libra
- M = peso molecular del líquido específico

Tabla 2-9 Superficie húmeda superior a 2800 pies² (260m²) y presiones superiores a 1 lb/pulg² manom. (presión manométrica de 6,9 kPa)

Pies ²	pies ³ /h	pies ²	Pies ³ /h
2800	742.000	9000	1.930.000
3000	786.000	10.000	2.110.000
3500	892.000	15.000	2.940.000
4000	995.000	20.000	3.720.000
4500	1.100.000	25.000	4.470.000
5000	1.250.000	30.000	5.190.000
6000	1.390.000	35.000	5.900.000
7000	1.570.000	40.000	6.570.000
8000	1.760.000		

Unidades del SI: 10 pies² = 0,93 m²; 36 pies² = 1,0 m²

2-3.6.7 En el caso de los tanques que contienen líquidos estables, la tasa de flujo de aire requerida en 2-3.6.4 ó 2-3.6.6 puede multiplicarse por el factor correspondiente del siguiente listado, siempre que se provea protección según lo indicado. Sólo se aplicará uno de los siguientes factores para cualquier tanque:

0,5 para drenaje de acuerdo con 2-3.4.2 para tanques con una superficie húmeda superior a 200pies² (18,6m²);

0,3 para rociado de agua de acuerdo con la norma NFPA 15, Norma para los Sistemas Fijos Pulverizadores de Agua para Protección contra Incendio, y drenaje de acuerdo con 2-3.4.2;

0,3 para aislamiento de acuerdo con 2-3.6.7(a);

0,15 para rociado de agua con aislamiento de acuerdo con 2-3.6.7(a) y drenaje de acuerdo con 2-3.4.2 (ver Apéndice B).

*Excepción No. 1:** Cuando se almacenan, procesan o manipulan líquidos miscibles en agua cuyos calores de combustión y tasas de combustión son iguales o inferiores a la del etil-alcohol (etanol), y cuando no existe la posibilidad de exposición a incendios en otros líquidos diferentes de los mencionados, los factores arriba indicados se pueden reducir en un 50 por ciento. No se requiere drenaje para obtener esta reducción. En ningún caso los factores arriba indicados deben reducirse a menos de 0,15.

Excepción No. 2: Cuando se almacenan, procesan o manipulan líquidos no miscibles en agua y cuyos calores de combustión y tasas de combustión son iguales o inferiores a las del etil alcohol (etanol) y cuando no existe la posibilidad de exposición a incendios en otros líquidos diferentes de los mencionados, los factores arriba mencionados para aislamiento solo y drenaje se pueden reducir en un 50 por ciento. No debe permitirse ninguna otra reducción para la protección por medio de rociado con agua. No se requiere drenaje para obtener esta reducción. En ningún caso los factores arriba indicados deben reducirse a menos de 0,15.

(a) Los sistemas de aislamiento a los cuales se les atribuya crédito deben cumplir con los siguientes criterios de desempeño:

1. Deben permanecer en su lugar bajo condiciones de exposición a incendios.

2. Deben resistir los desplazamientos al ser sometidos al choque de chorros de las mangueras durante la exposición a un incendio. Este requisito puede ser dejado de lado cuando el uso de chorros sólidos no ha sido contemplado o resulte impráctico.

3. Deben tener un valor máximo de conductancia de 4,0 Btu por hora por pies² por grado Fahrenheit (Btu/hr/pie²/°F) cuando la camisa aislante exterior o cubierta esté a una temperatura de 1660°F (904,4°C) y cuando la temperatura promedio del aislamiento sea igual a 1000°F (537,8°C).

2-3.6.8 Las salidas de todos los venteos y drenajes de venteos de los tanques equipados con sistemas de venteo de emergencia que permitan presiones superiores a 2,5 lb/pulg² manom. (17,2 kPa) deben descargar en forma tal que impidan el sobrecalentamiento localizado o el impacto de las llamas sobre cualquier parte del tanque, en caso que se enciendan los vapores de dichos venteos.

2-3.6.9 Todos los dispositivos comerciales para el venteo de tanques deben tener estampada su presión de apertura, la presión a la cual la válvula alcanza su posición de apertura total y la capacidad de flujo correspondiente a esta última presión. Si la presión que inicia la apertura es menor que 2,5 lb/pulg² manom. (17,2 kPa) y la presión correspondiente a la posición de apertura total es mayor que 2,5 lb/pulg² manom. (17,2 kPa), la capacidad de flujo correspondiente a 2,5 lb/pulg² manom. (17,2 kPa) también debe estamparse sobre el dispositivo de venteo. La capacidad de flujo debe expresarse en pies cúbicos por hora de aire a 60°F (15,6°C) y 14,7 lb/pulg² abs. (760 mm Hg).

(a) La capacidad de flujo de los dispositivos para venteo de tanques, con un diámetro nominal inferior a 8 pulg. (20 cm) debe determinarse mediante el ensayo real de cada tipo y tamaño de venteo. Estos ensayos de flujo podrán ser efectuados por el fabricante si está certificado por un observador calificado e imparcial, o bien podrán ser efectuados por una agencia externa calificada e imparcial. La capacidad de flujo de los dispositivos para venteo de tanques, cuyo diámetro nominal sea igual o superior a 8 pulg. (20 cm), incluyendo las tapas de las bocas de acceso con pernos largos o su equivalente, deben calcularse siempre que se mida realmente la presión de apertura, la presión nominal y que la superficie libre del orificio estén declaradas, la palabra "calculada" debe figurar en la placa de identificación, y el cálculo debe basarse en un coeficiente de flujo de 0,5 aplicado a la superficie nominal del orificio.

(b) Una fórmula adecuada para este cálculo es la siguiente:

$$CFH = 1667C_f A \sqrt{P_i - P_a}$$

Donde:

CFH = requerimiento de venteo en pies cúbicos de aire libre por hora

C_f = 0,5 (coeficiente de flujo)

A = superficie del orificio en pulgadas cuadradas

P_i = presión absoluta dentro del tanque en pulgadas de agua

P_a = presión atmosférica absoluta fuera del tanque en pulgadas de agua

2-3.7 Tuberías de Venteo para Tanques Ubicados por Encima del Nivel del Terreno.

2-3.7.1 Las tuberías de venteo deben construirse de acuerdo con el Capítulo 3.

2-3.7.2 Cuando las salidas de las tuberías de venteo para tanques que almacenan líquidos Clase I estén adyacentes a edificios o vías públicas, deben ubicarse de manera que los vapores se descarguen en un punto seguro fuera de los edificios y a no menos de 12 pies (3,6m) por encima del nivel del terreno adyacente. Para colaborar con su dispersión, los vapores deben descargarse hacia arriba u horizontalmente, alejándose de muros adyacentes próximos. Las salidas de los venteos deben ubicarse de manera que los vapores inflamables no queden atrapados por los aleros u otras obstrucciones y deben estar por lo menos a 5 pies (1,5m) de las aberturas de los edificios.

2-3.7.3 Debe evitarse la conexión de las tuberías de venteo para tanques a un múltiple, excepto en los casos en que sean requeridos para propósitos especiales tales como la recuperación de vapores, la conservación de vapores o el control de la contaminación del aire. Cuando la tubería de venteo de los tanques vaya a un múltiple, los tamaños de las tuberías deben ser tales que permitan la descarga, dentro de las limitaciones de presión del sistema, de los vapores que se requiere que manejen y cuando los tanques conectados mediante el múltiple estén sometidos a la misma exposición al fuego.

2-3.7.4 Las tuberías de venteo para los tanques que almacenan líquidos Clase I no deben conectarse mediante múltiples con las tuberías de venteo para los tanques que almacenan líquidos Clase II o Clase III a menos que se provean medios fehacientes para impedir que los vapores de los líquidos Clase I ingresen a los tanques que almacenan líquidos Clase II o Clase III, y así impedir la contaminación (ver A-1-2) y el posible cambio de clasificación del líquido menos volátil.

2-3.8 Aperturas en los Tanques Ubicados por Encima del Nivel del Terreno, Excluyendo Venteos.

2-3.8.1 Cada una de las conexiones a un tanque ubicado por encima del nivel del terreno a través de las cuales normalmente fluya líquido debe equiparse con una válvula interna o externa ubicada tan cerca como sea posible del cuerpo del tanque.

2-3.8.2 Cada una de las conexiones por debajo del nivel del líquido a través de las cuales normalmente no fluye líquido debe equiparse con un cierre hermético a los líquidos. Este puede ser una válvula, un tapón o un cierre ciego, o bien una combinación de estos elementos.

2-3.8.3 Las aberturas para efectuar mediciones en los tanques que almacenan líquidos Clase I deben equiparse con una tapa o cubierta hermética a los vapores. Dichas cubiertas deben estar cerradas mientras no se estén efectuando operaciones de medición.

2-3.8.4 Las tuberías de llenado que ingresan por la parte superior de un tanque deben terminar a 6 pulg. (15cm) o menos del fondo del tanque. Las tuberías de llenado deben instalarse o disponerse buscando minimizar la vibración.

Excepción: No es necesario que cumplan con este requisito las tuberías de llenado de los tanques que manejan líquidos que poseen un potencial mínimo para la acumulación de

electricidad estática o las tuberías de llenado de los tanques cuyo espacio para vapores, bajo condiciones normales de operación, no se encuentra en el rango inflamable o se ha vuelto inerte. (Los ejemplos incluyen a la mayoría de los petróleos crudos, petróleos residuales, asfaltos y líquidos miscibles en agua.)

2-3.8.5 Las conexiones de llenado y vaciado para líquidos Clase I, Clase II y Clase III que se conectan y desconectan deben ubicarse fuera de los edificios, en un sitio libre de toda fuente de ignición y a no menos de 5 pies (1,5m) de distancia de cualquier abertura de un edificio. Las conexiones de este tipo, para cualquier líquido, deben estar cerradas, herméticas a los líquidos mientras no estén en uso y estar correctamente identificadas.

2-3.9 Abandono o Reutilización de los Tanques Ubicados por Encima del Nivel del Terreno.

2-3.9.1* Los tanques puestos fuera de servicio o abandonados deben desocuparse, liberarse de vapores y deben protegerse contra el vandalismo.

2-3.9.2 Sólo aquellos tanques usados que cumplan con las secciones aplicables de este código y que estén aprobados por la autoridad competente pueden ser instalados para servicio con líquidos inflamables o combustibles.

2-4 Instalación de Tanques Subterráneos.

2-4.1 Ubicación. Las excavaciones para los tanques subterráneos deben efectuarse con los cuidados adecuados para evitar los daños a las fundaciones de las estructuras existentes. Los tanques subterráneos o tanques ubicados debajo de edificios deben disponerse de tal manera con respecto a las fundaciones y apoyos de los edificios existentes que las cargas soportadas por estos últimos no se transmitan a los tanques. La distancia entre cualquier parte de un tanque que almacena líquidos Clase I y el muro más cercano de cualquier sótano o fosa no debe ser inferior a 1 pies (0,3m), y la distancia a cualquier lindero sobre el cual puedan llegar a existir construcciones no inferior a 3 pies (0,9m). La distancia entre cualquier parte de un tanque que almacena líquidos Clase II o Clase III y el muro más cercano de un sótano, fosa o lindero no debe ser inferior a 1 pie (0,3m).

2-4.2 Profundidad de Enterramiento y Cubierta.

2-4.2.1* Todos los tanques subterráneos deben instalarse de acuerdo con las instrucciones del fabricante, cuando éstas estén disponibles, y deben estar apoyados sobre fundaciones firmes y rodeados con al menos 6 pulg. (15cm) de material inerte no corrosivo, como arena o grava limpia bien apisonada. El tanque se colocará en el hueco cuidadosamente, ya que si se lo deja caer o se lo hace rodar se podrían romper las juntas, perforar o dañar el tanque o eliminar el revestimiento protector en el caso de tanques recubiertos.

2-4.2.2 Todos los tanques subterráneos deben estar cubiertos con un mínimo de 2 pies (0,6m) de tierra, o estar cubiertos con no menos de 1 pies (0,3m) de tierra sobre la cual debe colocarse una plancha de hormigón armado no menor a 4 pulg. (10cm) de espesor. Cuando los tanques estén sujetos a la acción del tránsito o cuando exista la probabilidad de ello, deben estar protegidos del daño provocado por los vehículos que circulan sobre ellos mediante una cubierta de tierra no menor a 3 pies (0,9m) de espesor, o 18 pulg. (45,7cm) de tierra bien apisonada

más, 6 pulg. (15cm) de hormigón armado u 8 pulg. (20cm) de hormigón asfáltico. Cuando se utilice pavimento de hormigón armado o asfáltico como parte de la protección, éste debe extenderse horizontalmente por lo menos 1 pie (0,3m) más allá del contorno del tanque en todas las direcciones.

2-4.2.3 Para los tanques subterráneos construidos de acuerdo con 2-2.3.1 la profundidad de enterramiento debe ser tal que la carga estática en el fondo del tanque no supere los 10 lb/pulg² manom. (68,9 kPa) cuando la tubería de llenado o de venteo estén llenas con líquido. Si la profundidad de la cubierta (tierra más el concreto) es superior al diámetro del tanque, debe consultarse con el fabricante del tanque para determinar si es necesario reforzarlo.

2-4.3 Protección Externa Contra la Corrosión. Los tanques y sus tuberías deben protegerse mediante uno de los siguientes métodos:

(a) Un sistema de protección catódica correctamente diseñado, instalado y mantenido, de acuerdo con normas de diseño reconocidas tales como:

1. American Petroleum Institute, Publicación 1632, *Protección Catódica de Tanques Subterráneos para Almacenamiento de Petróleo y Sistemas de Tuberías*;

2. Underwriters Laboratories of Canada, Norma ULC-S603.1 M, *Norma para los Sistemas de Protección contra la Corrosión Galvánica para Tanques de Acero Subterráneos para Líquidos Inflamables y Combustibles*;

3. Steel Tank Institute, norma N° sti-P₃,[®], *Especificación y Manual para la Protección contra la Corrosión Externa de Tanques de Acero para Almacenamiento Subterráneos*;

4. National Association of Corrosion Engineers, norma RP-01-69 (rev. 1983), *Práctica Recomendada, Control de la Corrosión Externa de los Sistemas de Tuberías Metálicas Subterráneos o Sumergidos*;

5. National Association of Corrosion Engineers, norma RP-02-85, *Práctica Recomendada, Control de la Corrosión Externa de los Sistemas Metálicos para Almacenamiento de Líquidos Enterrados, Parcialmente Enterrados o Sumergidos*; y

6. Underwriters Laboratories Inc., *Norma para Sistemas de Protección contra la Corrosión Externa para Tanques Subterráneos de Almacenamiento de Acero, Parte I, 1993, UL 1746, Parte 1.*

(b)* Materiales o sistemas resistentes a la corrosión aprobados o listados, los cuales pueden incluir aleaciones especiales, plástico reforzado con fibra de vidrio o recubrimientos plásticos reforzados con fibra de vidrio.

2-4.3.1* La selección del tipo de protección a emplear debe basarse en la historia de la corrosión en el área y en el juicio de un ingeniero calificado. La autoridad competente podrá dejar sin efecto los requisitos para la protección contra la corrosión cuando se proporcione evidencia que dicha protección resulta innecesaria.

2-4.4 Cierre Temporal y Permanente de los Tanques Subterráneos.

2-4.4.1 Los procedimientos delineados en esta subsección deben seguirse para sacar de servicio temporalmente, cerrar permanentemente en su sitio, o extraer tanques subterráneos. Deben respetarse estrictamente todos los procedimientos de

seguridad aplicables relacionados con el trabajo en la proximidad de materiales inflamables y combustibles. (Ver Apéndice C para información adicional.)

2-4.4.2 Sacar los Tanques de Servicio Temporalmente. Los tanques sólo deben sacarse temporalmente de servicio cuando esté previsto que serán colocados nuevamente en servicio activo, cerrados permanentemente en su sitio o extraídos dentro de un período de tiempo razonable, el cual no excederá un año. Deben cumplirse los siguientes requisitos:

- (a) Los sistemas de protección contra la corrosión y la detección de descargas deben mantenerse en funcionamiento.
- (b) La línea de venteo debe dejarse abierta y en funcionamiento.
- (c) El tanque debe protegerse contra el vandalismo.
- (d) En todas las demás líneas debe colocarse una tapa o tapón.

Los tanques que permanecerán temporalmente fuera de servicio durante más de un año debe cerrarse permanentemente en su sitio o extraerse de acuerdo con 2-4.4.3 ó 2-4.4.4, según corresponda.

2-4.4.3 Cierre Permanente de los Tanques. Los tanques podrán ser cerrados permanentemente en su sitio con la aprobación de la autoridad competente. Deben cumplirse todos los requisitos siguientes:

- (a) Debe notificarse a todas las autoridades competentes pertinentes.
- (b)* Debe mantenerse un lugar de trabajo seguro durante el desarrollo de todas las actividades requeridas.
- (c) Debe extraerse y disponerse adecuadamente todos los líquidos y residuos inflamables y combustibles del tanque, accesorios y tuberías.
- (d) El tanque debe asegurarse ya sea purgando los vapores inflamables o bien inertizando la atmósfera potencialmente explosiva dentro del tanque. Debe comprobarse que la atmósfera dentro del tanque sea segura mediante ensayos periódicos de ésta, empleando un indicador de gases combustibles, si se ha purgado el tanque, o un medidor de oxígeno, si la atmósfera se ha inertizado.
- (e) El acceso al tanque debe hacerse excavando cuidadosamente hasta la parte superior de éste.
- (f) Desconectar y extraer todas las tuberías, medidores y accesorios expuestos del tanque, a excepción del venteo.
- (g) El tanque debe llenarse completamente con un material sólido inerte.
- (h) El venteo del tanque y el resto de las tuberías subterráneas deben taparse o se extraerse.
- (i) La excavación del tanque debe rellenarse.

2-4.4.4 Extracción de los Tanques Subterráneos. Los tanques deben extraerse de acuerdo con los siguientes requisitos:

- (a) Seguir los pasos descritos en los apartados 2-4.4.3(a) a (e).
- (b) Desconectar y extraer todas las tuberías, medidores y accesorios expuestos del tanque, incluso el venteo.
- (c) Taponar todas las aberturas del tanque, dejando una abertura de ¼ pulg. para evitar que se desarrollen presiones dentro del mismo.
- (d) El tanque debe extraerse de la excavación y asegurarse de manera que no pueda moverse.
- (e) Taponar todos los orificios que pudiera haber provocado la corrosión.

(f) Colocar una etiqueta al tanque indicando su contenido anterior, estado de vapor actual, método empleado para liberarlo de vapores y una advertencia contra su reutilización.

(g) El tanque debe retirarse del predio rápidamente, preferentemente el mismo día.

2-4.4.5 Almacenamiento de los Tanques Desenterrados. Si fuera necesario almacenar temporalmente un tanque que ha sido extraído de su sitio, debe colocarse en un área segura a la cual esté restringido el acceso del público. Deben cumplirse los siguientes requisitos:

- (a) Durante un almacenamiento temporal de este tipo, la atmósfera dentro del tanque debe ensayarse periódicamente de acuerdo con 2-4.4.3(d) para garantizar que permanece segura.
- (b) Mantener una abertura de ¼ pulg. para evitar que se desarrollen presiones dentro del tanque.

2-4.4.6 Disposición de los Tanques. La disposición de los tanques debe cumplir con los siguientes requisitos:

- (a) Inmediatamente antes de cortar el tanque para transformarlo en chatarra o relleno debe ensayarse la atmósfera dentro del tanque de acuerdo con 2-4.4.3(d) para garantizar que ésta sea segura.
- (b) El tanque debe inutilizarse para uso posterior practicando orificios en las tapas y cuerpo del mismo.

2-4.4.7 Documentación. Debe prepararse y mantenerse toda la documentación necesaria, de acuerdo con todas las reglamentaciones federales, estatales y locales.

2-4.4.8 Reutilización de Tanques Subterráneos. Sólo aquellos tanques usados que cumplan con las secciones aplicables de este código y que estén aprobados por la autoridad competente podrán ser instalados para servicio con líquidos inflamables o combustibles.

2-4.4.9 Modificación del Tipo de Servicio de los Tanques Subterráneos. Los tanques que sufran cualquier modificación relacionada con los productos almacenados deben cumplir con los requisitos de la Sección 2-2.

2-4.5 Venteos para Tanques Subterráneos.

2-4.5.1* Ubicación y Disposición de los Venteos para Líquidos Clase I. Las tuberías de venteo de los tanques de almacenamiento subterráneos que almacenan líquidos Clase I deben estar ubicadas de manera que su punto de descarga esté fuera de cualquier edificio, sea más elevado que la abertura de la tubería de llenado y esté no menos de 12 pies (3,6m) por encima del nivel del terreno adyacente. Las tuberías de venteo no deben estar obstruidas por dispositivos instalados para la recuperación de vapores u otros propósitos a menos que el tanque y las tuberías y equipos asociados estén protegidos de alguna otra manera para limitar que las contrapresiones desarrolladas superen la máxima presión de trabajo del tanque y de los equipos, por medio de la instalación de venteos de vacío/presión, discos de ruptura u otros dispositivos de venteo instalados en las líneas de venteo del tanque. Las salidas de los venteos y dispositivos deben protegerse para minimizar la posibilidad de taponamiento por condiciones climáticas, presencia de suciedad o nidos de insectos; deben ubicarse y tener una dirección tal que los vapores inflamables no se acumulen ni se trasladen hacia áreas que no sean seguras, ingresen por las aberturas de los edificios o queden atrapados debajo de aleros; y deben estar al menos a 5 pies (1,5m) de las

aberturas de los edificios y al menos a 15 pies (4,5m) de las tomas de aire de los dispositivos eléctricos de ventilación. Los tanques que almacenen líquidos Clase IA deben equiparse con dispositivos de venteo de vacío y presión que normalmente deben estar cerrados, excepto cuando estén venteando en respuesta a condiciones de presión o vacío. Los tanques que almacenen líquidos Clase IB o Clase IC deben equiparse con venteos de vacío y presión o con arrestallamas listados. Los tanques que almacenen gasolina están exceptuados de los requisitos referidos a dispositivos de venteo de vacío y presión, a excepción de los requeridos para impedir la generación de contrapresiones excesivas, o arrestallamas, siempre que el diámetro nominal interno del venteo no supere las 3 pulg. (7,6cm).

2-4.5.2 Capacidad de Venteo. Los sistemas de venteo de los tanques deben tener la capacidad suficiente para impedir que vapores o líquidos ingresen en el orificio de llenado mientras el tanque se está llenando. El diámetro nominal interno de las tuberías de venteo no debe ser inferior a 1¼ pulg. (3cm). La capacidad de venteo requerida depende de la tasa de llenado o vaciado, según cuál de ellas resulte mayor, y de la longitud de la tubería de venteo. Las tuberías de venteo no restringidas y dimensionadas de acuerdo con la Tabla 2-10 deben impedir que las contrapresiones generadas en los tanques superen 2,5 lb/pulg² manom. (17,2 kPa). Si los dispositivos de venteo de los tanques están instalados en las líneas de venteo sus capacidades de flujo deben determinarse de acuerdo con 2-3.6.9.

Tabla 2-10 Diámetros de las líneas de venteo

Flujo máximo gpm	Longitud de la tubería ¹		
	50 pies (15,2m)	100 pies (30,5m)	200 pies (61m)
100	1¼ pulg.	1¼ pulg.	1¼ pulg.
200	1¼ pulg.	1¼ pulg.	1¼ pulg.
300	1¼ pulg.	1¼ pulg.	1½ pulg.
400	1¼ pulg.	1½ pulg.	2 pulg.
500	1½ pulg.	1½ pulg.	2 pulg.
600	1½ pulg.	2 pulg.	2 pulg.
700	2 pulg.	2 pulg.	2 pulg.
800	2 pulg.	2 pulg.	3 pulg.
900	2 pulg.	2 pulg.	3 pulg.
1000	2 pulg.	2 pulg.	3 pulg.

Unidades del SI: 1 pulg. = 2,5 cm; 1 pie = 0,3 m; 1 gal = 3,8 L
¹ Líneas de venteo de 50 pies, 100 pies y 200 pies de longitud de tubería más 7 codos.

2-4.5.3 Ubicación y Disposición de los Venteos para Líquidos Clase II o Clase IIIA. Las tuberías de venteo de los tanques que almacenan líquidos Clase II o Clase IIIA deben terminar fuera de los edificios y en un punto más elevado que la abertura de la tubería de llenado. Las salidas de los venteos deben estar por encima del nivel de nieve normal. Podrán estar equipadas con curvas de retorno (cuellos de ganso), mallas gruesas u otros dispositivos para minimizar el ingreso de materiales extraños.

2-4.5.4 Las tuberías de venteo deben construirse de acuerdo con el Capítulo 3. Las tuberías de venteo y las tuberías de retorno de vapor deben instalarse sin flechas ni trampas en las cuales se puedan acumular líquidos. Los tanques de condensado, cuando se los utiliza, deben instalarse y mantenerse de manera que impidan el bloqueo por el líquido de la tubería de retorno de vapor. Las tuberías de venteo y el tanque de condensado deben ubicarse en forma tal que no estén expuestos a los daños físicos. El extremo de la tubería de venteo que ingresa al tanque lo hará a través de la parte superior de éste.

2-4.5.5 Si la tubería de venteo del tanque posee un múltiple, los tamaños de las tuberías deben ser tales que permitan la descarga, dentro de las limitaciones de presión del sistema, de los vapores que se requiere que manejen cuando los tanques conectados por medio del múltiple se llenen simultáneamente. Debe permitirse usar válvulas de retención tipo flotante instaladas en las aberturas de los tanques conectadas a tuberías de venteo equipadas con múltiples para impedir la contaminación de los productos, siempre que la presión del tanque no pueda exceder lo permitido por 2-4.2.3 cuando se cierran las válvulas.

Excepción: En las estaciones de servicio, la capacidad de las tuberías de venteo conectadas mediante múltiples debe ser suficiente para descargar los vapores generados cuando dos tanques conectados mediante un múltiple se llenan simultáneamente.

2-4.5.6 Las tuberías de venteo para los tanques que almacenan líquidos Clase I no deben conectarse mediante múltiples con las tuberías de venteo para los tanques que almacenan líquidos Clase II o Clase III a menos que se provean medios fehacientes para impedir que los vapores de los líquidos Clase I ingresen a los tanques que almacenan líquidos Clase II o Clase III, y así impedir la contaminación (ver A-1-2) y el posible cambio de clasificación del líquido menos volátil.

2-4.6 Aberturas en los Tanques Subterráneos, Excluyendo Venteos.

2-4.6.1 Las conexiones para todas las aberturas del tanque deberán ser herméticas a los líquidos.

2-4.6.2 Las aberturas provistas para efectuar mediciones manuales, si son independientes de la tubería de llenado, deben equiparse con una tapa o cubierta hermética a los líquidos. Las cubiertas deben mantenerse cerradas mientras no se estén efectuando operaciones de medición. Si se encuentran dentro de un edificio, cada una de estas aberturas debe estar protegida contra el desborde de líquidos y la posible liberación de vapores por medio de una válvula de retención a resorte u otro dispositivo aprobado.

2-4.6.3 Las líneas de llenado y vaciado deben ingresar a los tanques exclusivamente a través de la parte superior de los mismos. Las líneas de llenado deben tener una pendiente hacia el tanque. Los tanques subterráneos para líquidos Clase I que posean una capacidad de más de 1000 galones (3785L) deben estar equipados con un dispositivo de llenado hermético para conectar la manguera de llenado al tanque.

2-4.6.4 Las tuberías de llenado que ingresan por la parte superior de un tanque deben terminar 6 pulg. (15cm) o menos del fondo del tanque. Las tuberías de llenado deben instalarse o disponerse de manera de minimizar las vibraciones.

Excepción: No es necesario que cumplan con este requisito las tuberías de llenado de los tanques que manejan líquidos que poseen un potencial mínimo para la acumulación de electricidad estática o las tuberías de llenado de los tanques cuyo espacio para vapores, bajo condiciones normales de operación, no se encuentra en el rango inflamable o está inertizado. (Los ejemplos incluyen a la mayoría de los petróleos crudos, petróleos residuales, asfaltos y líquidos miscibles en agua.)

2-4.6.5 Las conexiones de llenado y vaciado y de recuperación de vapores para líquidos Clase I, Clase II o Clase IIIA que se conectan y desconectan deben estar ubicadas fuera de los edificios, en una ubicación libre de toda fuente de ignición y a no menos de 5 pies (1,5m) de distancia de cualquier abertura de un edificio. Las conexiones de este tipo, para cualquier líquido, deben estar cerradas y ser herméticas a los líquidos mientras no estén en uso y estar correctamente identificadas.

2-4.6.6 Las aberturas en los tanques provistas con el propósito de recuperar vapores deben estar protegidas contra la posible liberación de vapores mediante una válvula de retención a resorte o una conexión de cierre seco, u otro dispositivo apropiado, a menos que la abertura esté conectada mediante tuberías a un sistema para procesar vapores. Las aberturas diseñadas para operaciones combinadas de llenado y recuperación de vapores también deben estar protegidas contra la liberación de vapores, a menos que la conexión entre la línea de entrega de líquidos y la tubería de llenado conecte simultáneamente la línea de recuperación de vapores. Todas las conexiones deben ser herméticas a los vapores.

2-5* Edificios para Tanques de Almacenamiento. Las instalaciones para tanques que almacenan líquidos Clase I, II y IIIA podrán estar dentro de edificios si cumplen con esta sección. No se exigirá que los tanques que almacenan líquidos Clase IIIB cumplan con los requisitos de esta sección. Las instalaciones para tanques que poseen una cubierta o techo que no limita la disipación de calor o la dispersión de los vapores inflamables y que no restringe el acceso y control en caso de incendio deben tratarse como tanques exteriores ubicados por encima del nivel del terreno de acuerdo con la Sección 2-3.

Excepción: Tanques que cumplen con los requisitos de la Sección 5-5.

2-5.1 Ubicación. Los tanques y todos los equipos asociados ubicados dentro del edificio para tanques de almacenamiento deben ubicarse de manera tal que un incendio en el área no constituya un riesgo de exposición para los edificios o tanques adyacentes durante un período de tiempo consistente con las capacidades de respuesta y supresión de las operaciones de lucha contra incendios disponibles en el predio. Cumplir con las secciones 2-5.1.1 a 2-5.1.5 se considera suficiente para cumplir con los requisitos de 2-5.1.

2-5.1.1 La mínima distancia desde los linderos y construcciones expuestas hasta las instalaciones de tanques ubicadas dentro de estructuras que posean paredes con una resistencia al fuego inferior a 2 horas deben cumplir con la Tabla 2-5.1.1.

Excepción: Según lo modificado por 2-5.1.2.

2-5.1.2 Si un edificio para tanques de almacenamiento posee un muro exterior que enfrenta una exposición, las distancias indicadas en la Tabla 2-5.1.1 podrán modificarse de la siguiente manera:

(a) Si el muro es liso, con una resistencia al fuego de no menos de 2 horas, no es necesario que la distancia de separación entre el edificio para tanques de almacenamiento y su exposición sea superior a 25 pies (7,6m).

(b)* Si se trata de un muro liso con una resistencia al fuego de no menos de 4 horas, los requisitos de distancia de la tabla 2-5.1.1 no se aplicarán. Además, cuando se almacenen líquidos Clase IA o líquidos inestables, el muro expuesto deben tener una resistencia a las explosiones que cumpla con las buenas prácticas de la ingeniería, y en los muros no expuestos y techo deben proveerse venteos de deflagración adecuados.

2-5.1.3* Otros equipos asociados con los tanques, tales como bombas, calentadores, filtros, intercambiadores, etc., no deben ubicarse a menos de 25 pies (7,6m) de los linderos cuando sobre éstos existan o puedan llegar a existir edificios o del edificio importante más cercano ubicado sobre la misma propiedad que no forme parte integral del edificio para tanques de almacenamiento.

Excepción: Este requisito de espaciamiento no debe aplicarse cuando las exposiciones estén protegidas de acuerdo con lo establecido en 2-5.1.2.

2-5.1.4 Los tanques en los cuales se almacenan líquidos inestables deben separarse de potenciales exposiciones a incendios mediante un espacio libre de al menos 25 pies (7,6m) o mediante un muro cuya resistencia al fuego no sea inferior a 2 horas.

Tabla 2-5.1.1 Ubicación de edificios para tanques de almacenamiento con respecto a linderos, vías públicas y al edificio importante más próximo ubicado en la misma propiedad¹

Tanque mayor ² - Capacidad de líquido de operación (gal)	Mínima distancia desde el lindero sobre el cual existen o puedan existir construcciones, incluyendo el lado opuesto de una vía pública (en pies)				Mínima distancia desde el lado más próximo de una vía pública o desde el edificio importante más cercano ubicado en la misma propiedad (en pies)			
	Líquido estable		Líquido inestable		Líquido estable		Líquido inestable	
	Alivio de emergencia		Alivio de emergencia		Alivio de emergencia		Alivio de emergencia	
	No superior a 2,5 lb/pulg ² manom.	Superior a 2,5 lb/pulg ² manom.	No superior a 2,5 lb/pulg ² manom.	Superior a 2,5 lb/pulg ² manom.	No superior a 2,5 lb/pulg ² manom.	Superior a 2,5 lb/pulg ² manom.	No superior a 2,5 lb/pulg ² manom.	Superior a 2,5 lb/pulg ² manom.
Hasta 12.000	15	25	40	60	5	10	15	20
12.001 a 30.000	20	30	50	80	5	10	15	20
30.001 a 50.000	30	45	75	120	10	15	25	40
50.001 a 100.000	50	75	125	200	15	25	40	60

Unidades del SI: 1 gal = 3,8L; 1 pie = 0,3m; 1 lb/pulg² manom. = 6,9 kPa.

¹ Duplicar todas las distancias indicadas si no se ha provisto protección de exposiciones. No es necesario que las distancias sean superiores a 300pies.

² La capacidad individual de ningún tanque deberá exceder los 100.000 galones sin la aprobación de la autoridad competente.

2-5.1.5 Todos los edificios para tanques de almacenamiento y todos los tanques dentro de cada edificio deben ser accesibles por lo menos desde dos de sus lados, para propósitos de combate y control de incendios.

2-5.2 Construcción.

2-5.2.1 Los edificios para tanques de almacenamiento deben construirse de manera que mantengan su integridad estructural durante 2 horas bajo condiciones de exposición a incendios y de permitir el acceso y egreso adecuado para el movimiento sin obstrucciones de todo el personal y equipos necesarios para la protección contra incendios. Cumplir con 2-5.2.2 a 2-5.2.8 se considerará suficiente para cumplir con los requisitos de 2-5.2.1.

2-5.2.2* La resistencia al fuego de los edificios o estructuras debe ser al menos de 2 horas, excepto que se permitan construcciones no combustibles o combustibles cuando estén protegidas mediante rociadores automáticos u otra protección equivalente, con sujeción a la aprobación de la autoridad competente.

2-5.2.3 Los líquidos Clase I y Clase II o Clase IIIA calentados por encima de su punto de inflamación no deben almacenarse en sótanos. Deben proveerse medios para impedir que los líquidos derramados ingresen a los sótanos. Cuando se almacenen líquidos Clase I por encima del nivel del terreno dentro de edificios que posean sótanos u otras áreas por debajo del nivel de piso a las cuales pudieran ingresar vapores inflamables, dichas áreas debajo del nivel de piso deben equiparse con ventilación mecánica diseñada para impedir la acumulación de vapores inflamables. Las fosas cerradas de los tanques de almacenamiento no son consideradas sótanos.

2-5.2.4* Los tanques de almacenamiento deben separarse de otros tipos de ocupaciones dentro del edificio mediante una construcción que posea una resistencia al fuego de al menos 2 horas. Como mínimo, cada abertura debe protegerse ya sea mediante una puerta contra incendio autocerrante, listada, o mediante un amortiguador contra incendio listado que posea una resistencia al fuego de al menos 1½ hora e instalada de acuerdo con la norma NFPA 80, *Norma para Puertas y Ventanas contra Incendio*; la norma NFPA 90A, *Norma para la Instalación de Sistemas de Aire Acondicionado y Ventilación*; o la norma NFPA 91, *Norma para los Sistemas de Extracción para el Transporte Aéreo de Materiales*; según cuál resulte aplicable. Cuando se almacenen líquidos Clase IA o líquidos inestables, debe proporcionarse venteos de deflagración hacia el exterior del edificio y todos los muros que separen este almacenamiento de otros tipos de ocupaciones deben tener una resistencia a las explosiones de acuerdo con las buenas prácticas de la ingeniería. Debe proporcionarse venteos de deflagración adecuados para los muros no expuestos.

2-5.2.5* Los edificios para tanques de almacenamiento deben tener sus instalaciones de salida dispuestas de manera tal que los ocupantes no queden atrapados en caso de incendio. Las salidas no deben estar expuestas por las instalaciones de drenaje descriptas en 2-5.4.

2-5.2.6 Deben existir pasillos de acceso de al menos 3 pies (0,9m) de ancho para el movimiento del personal y equipos necesarios para la lucha contra incendios.

2-5.2.7 La luz entre la parte superior del tanque y la estructura del edificio debe ser al menos de 3 pies (0,9m) en el caso de los

edificios protegidos de acuerdo con 2-5.8.7.3. Para edificios sin sistemas fijos de supresión de incendios, debe dejarse espacio para permitir la aplicación de chorros de agua a la parte superior del tanque(s) para su enfriamiento.

2-5.3 Ventilación.

2-5.3.1 Los edificios para tanques de almacenamiento que almacenen líquidos Clase I o líquidos Clase II o Clase IIIA a temperaturas superiores a sus puntos de inflamación deben ventilarse a una tasa suficiente para mantener la concentración de vapores dentro del edificio en un valor igual o inferior al 25 por ciento de su límite de inflamación inferior. Cumplir con las secciones 2-5.3.2 a 2-5.3.5 se considera suficiente para cumplir con los requisitos de 2-5.3.1.

2-5.3.2* Los requisitos de ventilación se cumplen con alguna de las maneras siguientes:

(a) Cálculos basados en las emisiones por fugas esperadas. (*Ver Apéndice F para los métodos de cálculo.*)

(b) Muestreo de la concentración real de vapores bajo condiciones normales de operación. El muestreo debe efectuarse a una distancia radial de 5 pies (1,5m) a partir de todas las fuentes potenciales de vapores, extendiéndose hacia la parte inferior o superior del área de almacenamiento cerrada. La concentración de vapores usada para determinar la tasa de ventilación requerida será la mayor concentración medida durante el proceso de muestreo.

(c) Ventilación a una tasa no menor que 1pie³ por minuto por pie² de superficie de piso sólida (0,3m³ por min por m²).

2-5.3.3 La ventilación debe ser natural o mecánica, con descarga o escape hacia una ubicación segura fuera del edificio, sin recirculación del aire de escape.

Excepción: La recirculación debe permitirse cuando sea monitoreada de manera continua utilizando un sistema a prueba de fallas diseñado para automáticamente sonar una alarma, detener la recirculación y permitir el escape total hacia el exterior en caso de detectar mezclas vapor-aire que posean concentraciones superiores al 25 por ciento del límite de inflamación inferior.

2-5.3.4* Deben tomarse las medidas necesarias para introducir aire de reposición de manera que no se produzcan cortocircuitos en la ventilación. La ventilación debe disponerse de manera que incluya todas las áreas o fosas en las cuales se pudieran acumular vapores. Cuando la ventilación natural no resulte adecuada, debe instalarse ventilación mecánica, y ésta mantenerse en operación mientras se estén manipulando líquidos inflamables. Puede ser necesario instalar ventilación local o puntual para controlar riesgos especiales de incendio o a la salud. Si se emplea esta ventilación, podrá ser usada para hasta el 75 por ciento de la ventilación requerida.

2-5.3.5 En los edificios con tanques de almacenamiento que tengan su nivel interior más de 1 pies (0,3m) por debajo del nivel exterior promedio, debe instalarse ventilación mecánica continua de acuerdo con 2-5.3.2(c) o un sistema de detección de vapores calibrado para sonar una alarma de advertencia al llegar al 25 por ciento del límite de inflamación inferior e iniciar el sistema de ventilación mecánica. La alarma debe sonar en un sitio atendido permanentemente.

2-5.4 Drenaje.

2-5.4.1 Los sistemas de drenaje deben diseñarse para minimizar las exposiciones al fuego adyacentes a otros tanques y a las propiedades adyacentes o a cursos de agua. Cumplir con 2-5.4.2 a 2-5.4.6 es suficiente para cumplir con los requisitos de 2-5.4.1.

2-5.4.2 Las instalaciones deben diseñarse y operarse en forma que impidan la descarga normal de líquidos inflamables o combustibles hacia los cursos de agua públicos, desagües públicos o propiedades adyacentes.

2-5.4.3 A excepción de los drenajes, los pisos sólidos deben ser herméticos a los líquidos y el cuarto ser hermético a los líquidos donde los muros se unen al piso y al menos 4 pulg. (10cm) por encima del piso.

2-5.4.4 Las aberturas de los muros interiores de los cuartos o edificios adyacentes deben equiparse con zócalos o umbrales elevados no combustibles, herméticos a los líquidos, de al menos 4 pulg. (10cm) de altura, o incorporarán otro diseño que impida el flujo de líquidos hacia las áreas adyacentes. Una alternativa permitida para los zócalos es una zanja o drenaje abierto emparrillado (que abarque el ancho de la abertura dentro del cuarto) que drene hacia una ubicación segura.

2-5.4.5* La capacidad del área de contención no debe ser inferior a la del mayor tanque que pueda drenar hacia ella. Deben proveerse sistemas de drenaje de emergencia para dirigir las pérdidas de líquidos inflamables y combustibles y el agua empleada para la protección contra incendios hacia una ubicación segura. Esto podría requerir cordones, sardineles o sistemas especiales de drenaje para controlar la propagación de incendios (ver 2-3.4).

2-5.4.6 Los sistemas de drenaje de emergencia, si están conectados a desagües públicos o descargan hacia cursos de agua públicos, deben equiparse con trampas o separadores.

2-5.5 Venteos.

2-5.5.1 Los venteos de los tanques ubicados dentro de los edificios deben diseñarse para garantizar que no se liberen vapores inflamables dentro de los edificios. Cumplir con 2-5.5.2 y 2-5.5.3 se considera suficiente para cumplir con los requisitos de 2-5.5.1.

2-5.5.2 Los venteos de los tanques ubicados dentro de los edificios deben ser como los requeridos en 2-3.5 y 2-3.6, excepto que no es permitido el venteo de emergencia mediante el uso de una junta débil entre el techo y el cuerpo del tanque. Los sistemas automáticos de rociadores diseñados de acuerdo con los requisitos de la norma NFPA 13, *Norma para la Instalación de Sistemas de Rociadores*, son aceptados por la autoridad competente como equivalentes a los sistemas rociadores de agua para los propósitos del cálculo de las tasas de flujo de aire requeridas en 2-3.6.7 para los venteos de emergencia, siempre que cumplan los requisitos sobre densidad y cobertura 4-4.4.2 de la norma NFPA 15, *Norma para los Sistemas Fijos Pulverizadores de Agua para la Protección contra Incendio*. Los venteos deben terminar fuera de los edificios.

2-5.5.3 Las tuberías de venteo deben cumplir con 2-3.7.

2-5.6 Aberturas en los Tanques, Excluyendo Venteos.

2-5.6.1 Las aberturas de los tanques ubicados dentro de los edificios, sin incluir los venteos, deben diseñarse para garantizar que no se liberen vapores inflamables dentro de los edificios. Cumplir con 2-5.6.2 a 2-5.6.9 se considera suficiente para cumplir con los requisitos de 2-5.6.1.

2-5.6.2 Todas las aberturas de los tanques:

(a) Ubicadas al mismo nivel que el máximo nivel del líquido o por debajo del mismo deben ser herméticas a los líquidos; y

(b) Ubicarse por encima del máximo nivel del líquido, estar normalmente cerradas y aseguradas mecánicamente para impedir la liberación de vapores.

2-5.6.3 Cada una de las conexiones a través de las cuales pueda fluir líquido por gravedad desde un tanque ubicado dentro de un edificio debe equiparse con una válvula interna o externa ubicada tan cerca como sea posible del cuerpo del tanque.

2-5.6.4 Cada una de las conexiones para transferencia de líquidos de cualquier tanque que almacena líquidos Clase I o Clase II dentro de un edificio debe equiparse con:

(a) Una válvula de control remoto normalmente cerrada; o

(b) Una válvula de cierre automático, de accionamiento térmico; u

(c) Otro dispositivo aprobado.

Excepción: No es necesario que las conexiones empleadas para disposición de emergencia o para permitir el rápido cierre del flujo en caso de incendio en la proximidad del tanque cumplan con este requisito.

2-5.6.4.1 Los requisitos de 2-5.6.4 pueden cumplirse mediante la válvula requerida en 2-5.6.3. Si se utiliza una válvula independiente, ésta debe ubicarse adyacente a la válvula requerida en 2-5.6.3.

2-5.6.5 Las aberturas para efectuar mediciones manuales de líquidos Clase I o Clase II, si son independientes de la tubería de llenado, deben equiparse con una tapa o cubierta hermética a los vapores. Las aberturas deben mantenerse cerradas mientras no se estén efectuando operaciones de medición. Cada una de estas aberturas, para el caso de cualquier líquido, debe protegerse contra el desborde de líquidos y la posible liberación de vapores por medio de una válvula de retención a resorte u otro dispositivo aprobado. Los sustitutos para la medición manual incluyen, pero no están limitados a, vidrios de medición planos, de servicio pesado, dispositivos de lectura remota magnéticos, hidráulicos o hidrostáticos y medidores flotantes sellados.

2-5.6.6 Las tuberías de llenado que ingresan por la parte superior de un tanque deben terminar 6 pulg. (15cm) o menos del fondo del tanque. Las tuberías de llenado deben instalarse o disponerse de manera tal que minimicen las vibraciones.

Excepción: No es necesario que cumplan con este requisito las tuberías de llenado de los tanques que manejan líquidos que poseen un potencial mínimo para la acumulación de electricidad estática o las tuberías de llenado de los tanques cuyo espacio para vapores, bajo condiciones normales de operación, no se encuentra en el rango inflamable o está inertizado. (Los ejemplos incluyen a la mayoría de los petróleos crudos, petróleos residuales, asfaltos y líquidos miscibles en agua.)

2-5.7.5* Cuando los requisitos de 2-5.7.2 a 2-5.7.4 requieren la instalación de equipos eléctricos adecuados para ubicaciones Clase I, División 1 o División 2, se podrán emplear equipos eléctricos comunes, incluyendo dispositivos de maniobra, si se los instala en un cuarto o recinto que se mantenga bajo presión positiva con respecto al área clasificada. El aire de reposición de la ventilación no debe estar contaminado.

2-5.8 Prevención y Control de Incendios.

2-5.8.1 Generalidades. Los edificios para tanques de almacenamiento, deben tener sistemas y métodos de prevención y control de incendios, para seguridad personal, para minimizar las pérdidas materiales y para limitar la exposición de las operaciones y propiedades adyacentes a los efectos de incendios y explosiones. Cumplir con las Secciones 2-5.8.1.1 a 2-5.8.7.4 se considera suficiente para cumplir con los requisitos de 2-5.8.1.

2-5.8.1.1 Esta sección cubre los sistemas y métodos de control comúnmente reconocidos usados para prevenir o minimizar las pérdidas provocadas por incendios o explosiones en las instalaciones de los tanques de almacenamiento. El amplio rango de tamaños, diseños y ubicaciones de las instalaciones que alojan los tanques de almacenamiento impide incluir de manera detallada los sistemas y métodos de prevención y control de incendios apropiados para todas las instalaciones. La autoridad competente debe consultarse sobre casos específicos, cuando sea aplicable; caso contrario, debe tenerse en cuenta un juicio calificado basado en la ingeniería de acuerdo con 2-5.8.1.2.

2-5.8.1.2 El grado de prevención y control de incendios provisto para la instalación que aloja los tanques de almacenamiento debe determinarse mediante una evaluación de su operación basada en la ingeniería, seguida por la aplicación de sólidos principios de la ingeniería de procesos y protección contra incendio. La evaluación incluirá, pero no está limitada a:

- (a) Análisis de los riesgos de incendio y explosión de las operaciones relacionadas con los líquidos;
- (b) Análisis de las condiciones locales, tales como exposiciones provocadas y sufridas por las propiedades adyacentes, potencial de inundaciones o potencial sísmico;
- (c) Respuesta del cuerpo de bomberos o ayuda mutua.

2-5.8.2 Control de las Fuentes de Ignición.

2-5.8.2.1 Deben tomarse precauciones para impedir la ignición de los vapores inflamables. Las fuentes de ignición incluyen, pero no están limitadas a:

- (a) Llamas abiertas,
- (b) Rayos,
- (c) Superficies calientes,
- (d) Calor radiante,
- (e) Fumar,
- (f) Corte y soldadura,
- (g) Ignición espontánea,
- (h) Calor friccional o chispas,
- (i) Electricidad estática,
- (j) Chispas eléctricas,
- (k) Corrientes vagabundas (stray currents), y
- (l) Hornos, calderas y equipos de calefacción.

2-5.8.2.2 Sólo está permitido fumar en las áreas designadas y correctamente identificadas.

2-5.8.2.3* No está permitido cortar, soldar ni efectuar otras operaciones que produzcan chispas en las áreas que contienen líquidos inflamables hasta que se haya emitido por escrito un permiso que autorice dichas operaciones. El permiso debe ser emitido por una persona con autoridad, luego de efectuar una inspección del área para garantizar que se hayan tomado las precauciones correspondientes y que éstas continuarán presentes hasta la finalización de las operaciones.

2-5.8.2.4* Electricidad Estática. Todos los equipos tales como tanques, maquinarias y tuberías en los que pudiera haber una mezcla inflamable deben unirse eléctricamente o conectarse a una puesta a tierra. La unión, la puesta a tierra o ambas deben aplicarse de manera física o ser inherentes a la naturaleza de la instalación. Las secciones de tuberías o equipos metálicos eléctricamente aislados deben unirse a otras porciones del sistema, o ponerse a tierra de manera individual para impedir acumulaciones peligrosas de electricidad estática.

2-5.8.3 Inspección y Mantenimiento.

2-5.8.3.1 Todos los equipos para la protección contra incendio deben mantenerse correctamente y efectuarse inspecciones y ensayos periódicos de acuerdo con las prácticas normalizadas y con las recomendaciones del fabricante de los equipos.

2-5.8.3.2 Las prácticas de mantenimiento y operación deben controlar las pérdidas e impedir el derrame de líquidos inflamables.

2-5.8.3.3 Debe limitarse al mínimo la cantidad de materiales de desecho y residuos combustibles en las áreas de operación. Éstos deben almacenarse en recipientes metálicos cerrados y disponerse de ellos diariamente.

2-5.8.3.4 No está permitido almacenar materiales combustibles ni barriles vacíos o llenos dentro del edificio para tanques de almacenamiento.

2-5.8.3.5 El terreno alrededor de los edificios para tanques de almacenamiento deben mantenerse libre de malezas, basura y otros materiales combustibles innecesarios.

2-5.8.3.6 Los pasillos establecidos para el movimiento del personal deben mantenerse libres de obstrucciones para permitir una evacuación ordenada y el fácil acceso para las actividades relacionadas con la lucha manual contra incendios.

2-5.8.4 Planeamiento y Capacitación para Emergencias.

2-5.8.4.1 Debe establecerse un plan de acción para casos de emergencia, consistente con los equipos y personal disponibles, para responder a un incendio u otras emergencias. Este plan debe incluir lo siguiente:

- (a) Procedimientos a emplear en caso de incendio, tales como sonar la alarma, notificar al departamento de bomberos, evacuación del personal y control y extinción del incendio;
- (b) Designación y capacitación de las personas que llevarán a cabo las tareas relacionadas con la seguridad contra incendios;
- (c) Mantenimiento de los equipos de protección contra incendio;
- (d) Ejecución de simulacros de incendio;
- (e) Cierre o aislación de los equipos para reducir el escape de líquidos;

(f) Medidas alternativas para la seguridad de los ocupantes mientras cualquiera de los equipos de protección contra incendio se apaga.

2-5.8.4.2 El personal responsable por el uso y operación de los equipos de protección contra incendio debe estar capacitado en el uso de dichos equipos. Llevar a cabo una capacitación de revisión al menos una vez al año.

2-5.8.4.3 La planificación de medidas efectivas para el control de incendios debe coordinarse con las agencias locales que respondan en caso de emergencia. Esto incluye, pero no está limitado a, la identificación de todos los tanques por su ubicación, contenidos, tamaño e identificación de riesgos de acuerdo a lo requerido en 2-9.2.

2-5.8.4.4 Deben establecer procedimientos para permitir el cierre seguro de las operaciones bajo condiciones de emergencia. Deben tomarse recaudos para la capacitación, inspección y ensayo periódico de las alarmas, interbloqueos y controles asociados.

2-5.8.4.5 Los procedimientos de emergencia deben estar fácilmente accesibles en un área de operaciones, y se los actualizará regularmente.

2-5.8.4.6 Cuando sea probable que los predios permanezcan sin atención durante períodos de tiempo considerables, Debe colocarse un aviso ubicado en un sitio accesible y estratégico con un resumen del plan de emergencia.

2-5.8.5 Detección y Alarma.

2-5.8.5.1 Debe proveerse un medio aprobado para notificar rápidamente a las personas dentro de la planta y al departamento público de bomberos o ayuda mutua en caso de incendio u otra emergencia.

2-5.8.5.2 Las áreas, incluyendo edificios, en las cuales exista la posibilidad de que se produzcan derrames de líquidos inflamables deben monitorearse de manera adecuada. Dichos métodos incluyen:

- (a) Observación y patrullaje por parte del personal; y
- (b) Monitoreo de los equipos que indican que se ha producido un derrame o pérdida en las áreas no atendidas.

2-5.8.6 Equipos Portátiles para el Control de Incendios.

2-5.8.6.1* Deben proveerse extintores de incendio portátiles listados en la cantidad, tamaños y tipos necesarios para los riesgos especiales del almacenamiento, según lo determinado de acuerdo con 2-5.8.1.

2-5.8.6.2* Cuando la necesidad lo indique de acuerdo con 2-5.8.1.2 debe utilizarse agua a través de sistemas de tubería fija y mangueras, o a través de mangueras conectadas a los sistemas de rociadores empleando boquillas de chorro y niebla para permitir un efectivo control del incendio.

2-5.8.6.3* Cuando la necesidad lo indique de acuerdo con 2-5.8.1.2 deben proveerse aparatos de espuma móviles.

2-5.8.6.4 Los aparatos automotores para la lucha contra incendios y los aparatos montados sobre remolques, cuando se haya determinado que son necesarios, no deben emplearse para

ningún otro propósito que no sea la lucha contra incendios o la capacitación para caso de incendios.

2-5.8.7 Equipos Fijos para el Control de Incendios.

2-5.8.7.1 Debe existir una fuente de suministro confiable de agua u otro agente apropiado para el control de incendios disponible en presión y cantidad suficientes para cumplir con las exigencias impuestas por los riesgos de almacenamiento especiales o exposiciones según lo determinado por 2-5.8.1.2.

2-5.8.7.2* Deben instalarse hidrantes, con o sin monitores de boquillas fijas, de acuerdo con las prácticas aceptadas. Su número y ubicación depende de los riesgos del almacenamiento o exposición, según lo determinado por 2-5.8.1.2.

2-5.8.7.3* Cuando la necesidad lo indique por los riesgos de almacenamiento o exposición determinados según 2-5.8.1.2, debe requerirse protección fija empleando sistemas rociadores de agua y espuma aprobados, sistemas rociadores de agua aprobados, sistemas de inundación aprobados, materiales resistentes al fuego aprobados, o una combinación de estos sistemas.

2-5.8.7.4* Los sistemas de control de incendios, cuando se los provea, deben diseñarse, instalarse y mantenerse de acuerdo con las siguientes normas de la NFPA:

- (a) NFPA 11, *Norma para Espuma de Baja Expansión*;
- (b) NFPA 11A, *Norma para los Sistemas de Espuma de Expansión Media y Alta*;
- (c) NFPA 12, *Norma sobre los Sistemas de Extinción que Emplean Dióxido de Carbono*;
- (d) NFPA 12A, *Norma sobre los Sistemas de Extinción de Incendios que utilizan Halon 1301*;
- (e) NFPA 13, *Norma para la Instalación de Sistemas de Rociadores*;
- (f) NFPA 15, *Norma para los Sistemas Fijos Pulverizadores de Agua para Protección contra Incendio*;
- (g) NFPA 16, *Norma sobre la Instalación de Sistemas de Rociadores de Inundación de Espuma y Agua y Rociadores de Espuma y Agua*;
- (h) NFPA 17, *Norma para los Sistemas de Extinción con Productos Químicos Secos*;
- (i) NFPA 25, *Norma para la Inspección, Ensayo y Mantenimiento de los Sistemas de Protección contra Incendio a Base de Agua*.

2-6 Apoyos, Fundaciones y Anclaje para todas las Ubicaciones de los Tanques.

2-6.1* Los tanques deben estar apoyados sobre el terreno o sobre fundaciones de hormigón, mampostería, pilotes, o acero. Las fundaciones de los tanques deben diseñarse para minimizar la probabilidad del asentamiento diferencial del tanque y para minimizar la corrosión de las partes del tanque que se apoyen sobre las fundaciones.

2-6.2 Si los tanques se apoyan por encima de las fundaciones, los apoyos deben instalarse sobre fundaciones firmes. Los apoyos de los tanques que almacenan líquidos Clase I, Clase II o Clase IIIA deben ser de hormigón, mampostería o acero protegido. Es permitido emplear apoyos de madera de una sola pieza (no reticulado), tendidos horizontalmente, para los tanques exteriores ubicados por encima del nivel del terreno siempre que en su punto más bajo no superen las 12 pulg. (0,3m) de altura.

2-6.3* Los apoyos de acero o pilotes expuestos de los tanques que almacenan líquidos Clase I, Clase II o Clase IIIA deben protegerse mediante materiales que posean una resistencia al fuego no menor a 2 horas, excepto que no es necesario proteger las monturas de acero si en su punto más bajo no superan las 12 pulg. (0,3m) de altura. A discreción de la autoridad competente, se permite el empleo de protección mediante rociado de agua que cumpla con la norma NFPA 15, *Norma para los Sistemas Fijos Pulverizadores de Agua para Protección contra Incendio*, o la norma NFPA 13, *Norma para la Instalación de Sistemas de Rociadores*, o su equivalente.

2-6.4* El diseño de la estructura portante de tanques tales como esferas requiere consideraciones especiales en cuanto a la ingeniería.

2-6.5 Cada tanque debe apoyarse de manera que impida la excesiva concentración de cargas en la parte portante del cuerpo.

2-6.6 Tanques en Zonas Sujetas a Inundaciones.

2-6.6.1 Si un tanque está ubicado en una zona sujeta a inundaciones, deben tomarse medidas para impedir que el tanque, lleno o vacío, flote cuando el nivel del agua se eleve hasta la máxima cota de inundación establecida.

2-6.6.2 Tanques Ubicados por encima del Nivel del Terreno.

2-6.6.2.1 Cada tanque vertical debe ubicarse de manera que su parte superior se extienda por encima de la máxima cota de inundación una distancia al menos igual al 30 por ciento de su capacidad de almacenamiento permitida.

2-6.6.2.2 Los tanques horizontales ubicados de manera que más del 70 por ciento de su capacidad de almacenamiento quede sumergido durante la máxima cota de inundación establecida deben anclarse; deben fijarse a una fundación de acero y hormigón que posea el peso suficiente para proporcionar una carga adecuada estando el tanque lleno de líquido inflamable o combustible y sumergido hasta la cota de inundación establecida; o estar adecuadamente asegurados contra la flotación por otros medios. Los venteos y demás aberturas de los tanques que no sean herméticas a los líquidos deben extenderse por encima del máximo nivel que pudiera alcanzar la inundación.

2-6.6.2.3 Habrá una fuente de suministro de agua disponible para llenar los tanques vacíos o parcialmente llenos, excepto cuando el llenado del tanque con agua resulte imposible o peligroso debido al contenido del tanque, en cuyo caso los tanques deben protegerse por otros medios para impedir su movimiento o colapso.

2-6.6.2.4 Los tanques esféricos o esferoidales deben estar protegidos por los métodos aplicables según lo especificado para tanques verticales o tanques horizontales.

2-6.6.3 Tanques Subterráneos.

2-6.6.3.1 En ubicaciones en las cuales exista una amplia fuente de aprovisionamiento de agua disponible, los tanques subterráneos que contengan líquidos inflamables o combustibles ubicados de manera que más del 70 por ciento de su capacidad de almacenamiento quede sumergido durante la máxima cota de inundación deben anclarse, contrapesados o asegurados de manera de impedir su movimiento estando

vacíos o cargados con agua y sumergidos por el agua de la inundación. Los venteos y las aberturas de los tanques que no sean herméticas a los líquidos deben extenderse por encima del máximo nivel que pudiera alcanzar la inundación.

2-6.6.3.2 En ubicaciones en las cuales no exista una amplia fuente de aprovisionamiento de agua disponible o cuando no sea posible llenar los tanques subterráneos con agua debido a su contenido, cada tanque debe anclarse o asegurarse por otros medios para impedir su movimiento estando vacío y sumergido en caso de elevación del nivel freático o inundación hasta la máxima cota de inundación. Todos los tanques deben construirse e instalarse de manera que resistan las presiones externas en caso de quedar sumergidos.

2-6.6.4 Llenado con Agua. El llenado con agua del tanque a proteger debe comenzar inmediatamente después de predecir que las aguas alcanzarán una cota de inundación peligrosa. Cuando se dependa de bombas de agua con alimentación de combustible independiente, debe conectarse con suficiente combustible, disponible en todo momento, para permitir que continúen operando hasta que todos los tanques estén llenos. Las válvulas de los tanques deben asegurarse en posición de cierre cuando finalice el llenado con agua.

2-6.6.5 Instrucciones de Operación.

2-6.6.5.1 Las instrucciones o procedimientos a seguir en caso de emergencia por inundación deben estar fácilmente disponibles.

2-6.6.5.2 El personal a cargo de poner en práctica los procedimientos de emergencia debe estar informado de la ubicación y operación de las válvulas y demás equipos necesarios para llevar a cabo estos requisitos.

2-6.7 En las áreas sujetas a actividad sísmica los apoyos y conexiones de los tanques deben estar diseñados para resistir los daños resultantes de dicha actividad sísmica.

2-7* Fuentes de Ignición. En ubicaciones en las cuales puedan existir vapores inflamables debe tomarse precauciones para impedir su ignición, eliminando o controlando las fuentes de ignición. Las fuentes de ignición pueden incluir las llamas abiertas, rayos, fumar, corte y soldadura, superficies calientes, calor friccional, chispas (de origen estático, eléctrico y mecánico), ignición espontánea, reacciones químicas y físico-químicas y calor radiante.

2-8 Ensayo y Mantenimiento.

2-8.1 Todos los tanques, independientemente que hayan sido construidos en fábrica o montados in situ, deben ensayarse antes de ponerlos en servicio de acuerdo con los párrafos aplicables del código bajo el cual fueron construidos. El sello del código ASME o la marca de listado de Underwriters Laboratories Inc. colocados en un tanque demuestran que dicho tanque cumple con este ensayo. Los tanques que no estén marcados de acuerdo con los códigos arriba mencionados deben ensayarse antes de ponerlos en servicio de acuerdo con las buenas prácticas de la ingeniería y se hará referencia a las secciones sobre ensayo en los códigos listados en 2-2.3.1, 2-2.4.2 ó 2-2.5.2.

2-8.2 Cuando la longitud vertical de las tuberías de llenado y venteo sea tal que estando lleno la carga estática soportada por el fondo del tanque es superior a 10 lb/pulg² (68,9 kPa), el

tanque y las tuberías relacionadas deben ensayarse hidrostáticamente con una presión igual a la carga estática soportada. En los casos especiales en los cuales la altura del venteo por encima de la parte superior del tanque es excesiva, la presión del ensayo hidrostático será determinada aplicando las prácticas reconocidas de la ingeniería.

2-8.3* Además de los ensayos requeridos en 2-8.1 y 2-8.2, debe controlarse la hermeticidad de todos los tanques y conexiones. Excepto para los tanques subterráneos, este ensayo debe efectuarse a la presión de operación con aire, gas inerte o agua, antes de poner el tanque en servicio. No debe emplearse aire a presión para ensayar tanques que contengan líquidos o vapores inflamables o combustibles. (Ver Sección 3-9 para el ensayo de las tuberías a presión.)

2-8.3.1 En el caso de los tanques armados in situ, el ensayo requerido en 2-8.1 ó 2-8.2 puede considerarse como el ensayo de la hermeticidad de los tanques.

2-8.3.2 La hermeticidad de los tanques horizontales construidos en fábrica ubicados por encima del nivel del terreno debe ensayarse hidrostáticamente o con aire a una presión no menor a 3 lb/pulg² (20,6 kPa) ni mayor a 5 lb/pulg² (34,5 kPa). La hermeticidad de los tanques verticales construidos en fábrica ubicados por encima del nivel del terreno debe ensayarse ya sea hidrostáticamente o con aire a una presión no menor a 1,5 lb/pulg² (10,3 kPa) ni mayor a 2,5 lb/pulg² (17,3 kPa).

2-8.3.3 Debe ensayarse la hermeticidad de las tuberías y tanques de pared única subterráneos, antes de taparlos, encerrarlos o ponerlos en uso, ya sea hidrostáticamente o con aire a una presión no menor a 3 lb/pulg² (20,6 kPa) ni mayor a 5 lb/pulg² (34,5 kPa).

2-8.3.4 En los tanques de contención secundaria subterráneos y los tanques horizontales tipo contención secundaria ubicados por encima del nivel del terreno debe ensayarse la hermeticidad del tanque primario (interno) ya sea hidrostáticamente o con aire a una presión no menor a 3 lb/pulg² (20,6 kPa) ni mayor a 5 lb/pulg² (34,5 kPa). El espacio intersticial (anillo) de dichos tanques debe ensayarse ya sea hidrostáticamente ó con aire a una presión comprendida entre 3 lb/pulg² manom. y 5 lb/pulg² manom. (20,6 kPa y 34,5 kPa) o con un vacío de 5,3 pulg. Hg (17,9 kPa) o de acuerdo con las instrucciones del listado o del fabricante. La presión o vacío debe mantenerse al menos durante una hora. Deben tomarse precauciones para garantizar que el espacio intersticial no se someta a presiones excesivas o a un vacío excesivo.

2-8.3.5 En los tanques verticales tipo contención secundaria ubicados por encima del nivel del terreno debe ensayarse la hermeticidad del tanque primario (interno) ya sea hidrostáticamente o con aire a una presión de no menor a 1,5 lb/pulg² (10,3 kPa) y no mayor a 2,5 lb/pulg² (17,3 kPa). El espacio intersticial (anillo) de dichos tanques debe ensayarse ya sea hidrostáticamente o con aire a una presión comprendida entre 1,5 lb/pulg² y 2,5 lb/pulg² (10,3 kPa y 17,3 kPa) o con un vacío de 5,3 pulg. Hg (17,9 kPa) o de acuerdo con las instrucciones del listado o del fabricante. La presión o vacío se mantendrán al menos durante una hora. Deben tomarse precauciones para garantizar que el espacio intersticial no se someta a presiones excesivas o a un vacío excesivo.

2-8.4 Antes de colocar el tanque en servicio por primera vez deben corregirse todas las pérdidas o deformaciones de manera aceptable. No es permitido el recalado mecánico para corregir

las pérdidas en los tanques soldados excepto para pérdidas menores en el techo.

2-8.5 Los tanques que operarán a presiones inferiores a sus presiones de diseño podrán ser ensayados según los requisitos aplicables de 2-8.1 ó 2-8.2 en base a la presión desarrollada bajo condiciones de venteo de emergencia total del tanque.

2-8.6 Todos los tanques deben mantenerse herméticos a los líquidos. Todos los tanques que presenten pérdidas deben vaciarse de líquido o repararse de una manera aceptable para la autoridad competente.

2-8.7* Los tanques que hayan sufrido daños estructurales, hayan sido reparados o se sospeche que presentan pérdidas deben ensayarse de una manera aceptable para la autoridad competente.

2-8.8* Los tanques y todos los accesorios de los tanques, incluyendo los venteos normales y los venteos de emergencia y dispositivos relacionados, deben mantenerse adecuadamente para garantizar que funcionen como corresponde.

2-9 Protección Contra Incendios e Identificación.

2-9.1 Debe instalarse o ponerse a disposición un sistema de extinción de incendios que cumpla con una norma NFPA aplicable para los tanques de almacenamiento atmosféricos verticales de techo fijo que posean una capacidad superior a 50.000 galones (189.250L) y que almacenen líquidos Clase I si éstos están ubicados en áreas congestionadas o si el tanque o la propiedad adyacente están expuestos a un riesgo de exposición no habitual. En general, los tanques de techo fijo que almacenen líquidos Clase II ó Clase III a temperaturas inferiores a su punto de inflamación y los tanques de techo flotante para almacenamiento de cualquier líquido generalmente no requieren protección si están instalados de acuerdo con la Sección 2-3.

2-9.2 No debe exigirse la aplicación de la norma NFPA 704, *Sistema Normalizado para la Identificación de los Riesgos de Incendio de los Materiales para Respuesta a Emergencia*, a los tanques de almacenamiento que contienen líquidos excepto cuando los contenidos posean, en relación con la salud o reactividad, un grado de peligro, de 2 o más o una inflamabilidad de 4. No es necesario marcar los tanques directamente, pero la identificación debe colocarse donde resulte fácilmente visible, tal como la banquina de un acceso vial o pedestre al tanque o tanques o la tubería fuera del área comprendida por los diques. Si se trata de más de un tanque, la identificación debe ubicarse de manera que cada tanque pueda ser rápidamente identificado.

2-9.3 Los tanques de almacenamiento aislados, no supervisados, ubicados por encima del nivel del terreno deben asegurarse e identificarse de manera tal que el público en general identifique los riesgos de incendio del tanque y sus contenidos. El área en la cual está ubicado el tanque debe protegerse contra el vandalismo o el ingreso de personas no autorizadas, cuando resulte necesario.

2-10 Prevención del Sobrellenado de los Tanques.

2-10.1 Los tanques ubicados por encima del nivel del terreno en terminales que reciben transferencias de líquidos Clase I desde tuberías principales o naves marítimas deben seguir procedimientos escritos formales para impedir el sobrellenado

de los tanques empleando uno de los métodos de protección siguientes:

(a) Tanques aforados a intervalos frecuentes por personal continuamente presente en el predio que mantiene comunicación frecuente con acuso de recibo con el proveedor de manera de poder cerrar o desviar el flujo rápidamente;

(b) Tanques equipados con un dispositivo para detectar niveles elevados independiente de todos los equipos de aforo. Se ubicarán alarmas en lugares que le permitan al personal que está de servicio durante la totalidad de las operaciones de transferencia disponer el rápido cierre o desviación del flujo;

(c) Tanques equipados con un sistema independiente para detectar niveles elevados que automáticamente cierran o desvían el flujo; o

(d) Alternativas para los sistemas descritos en (b) y (c) cuando lo apruebe la autoridad competente por considerar que brindan una protección equivalente.

2-10.1.1 Los sistemas de instrumentación descritos en 2-10.1(b) y (c) deben estar eléctricamente supervisados, o supervisados de manera equivalente.

2-10.2 Los procedimientos escritos formales requeridos en 2-10.1 deben incluir:

(a) Instrucciones que cubran los métodos para verificar la correcta alineación y recepción inicial del tanque designado para recibir el embarque;

(b) Previsiones para la capacitación y monitoreo por parte de la supervisión de la terminal del desempeño del personal que efectúa las operaciones; o

(c) Cronogramas y procedimientos para la inspección y ensayo de los equipos de medición, sistemas instrumentados para detectar niveles elevados y sistemas relacionados. Los intervalos de inspección y ensayo deben ser aceptables para la autoridad competente, pero nunca superiores a un año.

2-10.3 Los tanques de almacenamiento subterráneos deben equiparse con equipos para la prevención de sobrellenado que:

(a) Automáticamente cierran el flujo del líquido hacia el tanque cuando el tanque alcanza el 95 por ciento de su nivel de llenado; o

(b) Alerten al operario que efectúa la transferencia cuando el tanque alcanza el 90 por ciento de su nivel de llenado restringiendo el flujo del líquido hacia el tanque o activando una alarma que indique el nivel elevado; u

(c) Otros métodos aprobados por la autoridad competente.

2-11* Detección de Pérdidas y Registros de Inventario para Tanques Subterráneos. Para todos los tanques de almacenamiento de líquidos Clase I debe mantenerse un registro de inventario exacto o un programa de detección de pérdidas para indicar posibles pérdidas en los tanques o tuberías asociadas.

Capítulo 3 – Sistemas de Tuberías

3-1 Alcance.

3-1.1 Este capítulo aplica a los sistemas de tuberías compuestos por tuberías, bridas, tornillos, juntas, válvulas, accesorios, conectores flexibles, las piezas sometidas a presión de otros componentes tales como juntas de dilatación y filtros, y

dispositivos que sirven para propósitos tales como mezclado, separación, amortiguación, distribución, medición, control de flujo o contención secundaria de los líquidos y vapores asociados.

3-1.2 Este capítulo no se aplica a ninguno de los siguientes:

(a) Tuberías o entubados de cualquier pozo petrolífero o de gas ni tuberías directamente conectadas a ellos;

(b) Vehículos automotores, aeronaves, botes o tuberías que son parte integral del conjunto de un motor estacionario; y

(c) Tuberías dentro del alcance de cualquier código sobre calderas y recipientes a presión.

3-2 Generalidades.

3-2.1 El diseño, fabricación, montaje, ensayo e inspección de los sistemas de tuberías que contienen líquidos deben ser apropiados para las presiones de trabajo y esfuerzos estructurales esperados. La conformidad con las secciones aplicables de la norma ANSI B31, *Código Normalizado Nacional Norteamericano para Tuberías a Presión*, y con los requisitos de este capítulo deben considerarse evidencia prima facie del cumplimiento con los requisitos antedichos.

3-2.2 Los sistemas de tuberías deben mantenerse herméticos a los líquidos. Todos los sistemas de tuberías que presenten pérdidas que constituyan un riesgo deben desocuparse de líquido o repararse de una manera aceptable para la autoridad competente.

3-3 Materiales para las Tuberías, Válvulas y Accesorios.

3-3.1 Las tuberías, válvulas, llaves, uniones, conectores flexibles y otras piezas sometidas a presión cubiertas por 3-1.1 deben cumplir las especificaciones sobre materiales y las limitaciones sobre presión y temperatura de la norma ANSI B31.3, *Tuberías para Refinerías de Petróleo*, o la norma ANSI B31.4, *Sistemas de Tuberías para el Transporte de Petróleo Líquido*, con las excepciones previstas en 3-3.2, 3-3.3 y 3-3.4. Los plásticos y materiales similares, de acuerdo con lo permitido por 3-3.4, deben diseñarse con base en especificaciones preparadas de acuerdo con los principios reconocidos de la ingeniería o estar listados, y ser compatibles para su empleo con el fluido.

3-3.2 La fundición nodular debe cumplir con la norma ASTM A 395, *Fundiciones Dúctiles Ferríticas Sometidas a Presión para Empleo a Temperaturas Elevadas*.

3-3.3 En los tanques de almacenamiento las válvulas, según los requisitos de 2-3.8.1 y 2-5.6.3, y sus conexiones a los tanques deben ser de acero o fundición nodular, a excepción de lo indicado en 3-3.3.1 ó 3-3.3.2.

3-3.3.1 Las válvulas en los tanques de almacenamiento podrán ser de materiales diferentes al acero o fundición nodular cuando las características químicas del líquido almacenado no sean compatibles con el acero o cuando estén instaladas internamente con respecto al tanque. Si las válvulas están instaladas externamente con respecto al tanque, la ductilidad y el punto de fusión del material deben ser comparables con los del acero o hierro nodular para que soporten los esfuerzos y temperaturas razonables relacionados con la exposición a un incendio, o bien deben protegerse de otra manera, como por ejemplo mediante materiales cuya resistencia al fuego no sea inferior a 2 horas.

3-3.3.2 Está permitido usar fundición de hierro, bronce, cobre, aluminio, fundición maleable y materiales similares en los tanques descritos en 2-3.3.2 o en los tanques que almacenan líquidos Clase IIIB si los tanques están ubicados al aire libre, fuera de un área encerrada por diques o del camino de drenaje de un tanque que almacena líquidos Clase I, Clase II o Clase IIIA.

3-3.4 Los materiales de bajo punto de fusión tales como el aluminio, cobre y bronce; los materiales que se reblandecen al ser expuestos al fuego tales como los plásticos; o los materiales no dúctiles como la fundición de hierro pueden utilizarse para los tanques enterrados para cualquier líquido dentro de los límites de presión y temperatura especificados en la norma ANSI B31, *Código Normalizado Nacional Norteamericano para Tuberías a Presión*. Si dichos materiales se utilizan al aire libre en sistemas de tuberías que manejan líquidos Clase I, Clase II o Clase IIIA ubicados sobre el nivel del terreno o en sistemas de tuberías que manejan cualquier clase de líquidos dentro de edificios, deben ser: (a) resistentes a los daños provocados por el fuego, (b) ubicados de manera que cualquier pérdida provocada por su falla no exponga indebidamente a las personas ni a los edificios o estructuras importantes, o (c) ubicados donde las pérdidas puedan ser controladas rápidamente operando una válvula(s) de control remoto accesible.

3-3.5 Las tuberías, válvulas y accesorios podrán tener revestimientos combustibles o incombustibles.

3-3.6 Las tuberías no metálicas, incluyendo los sistemas de tuberías que incorporan contención secundaria, deben construirse de acuerdo con normas de diseño reconocidas o con sus equivalentes aprobados y estar instaladas de acuerdo con 3-3.4. Las tuberías no metálicas deben construirse, instalarse y usarse dentro del alcance de la norma Underwriters Laboratories Inc., *Norma para Tuberías No Metálicas Subterráneas para Líquidos Inflamables*, UL 971.

3-4 Uniones de las tuberías.

3-4.1 Las uniones deben ser herméticas a los líquidos y estar soldadas, embridadas o roscadas, excepto que se podrán usar conectores flexibles listados cuando estén instaladas de acuerdo con 3-4.2. Las uniones roscadas deben hermetizarse con un sellador o lubricante para uniones adecuado. Las uniones de los sistemas de tuberías que manejan líquidos Clase I deben soldarse cuando estén ubicadas en espacios cerrados dentro de edificios.

3-4.2 Dentro de los edificios no deben usarse uniones en las cuales la continuidad mecánica o la hermeticidad a los líquidos dependan de las características friccionales o de la resiliencia de materiales combustibles. Es permitido usarlas fuera de los edificios, ya sea por encima del nivel del terreno o en ubicaciones subterráneas. Si se las emplea fuera de los edificios por encima del nivel del terreno, las tuberías deben estar aseguradas para impedir que se desenganchen en la unión, o bien el sistema de tuberías debe diseñarse de manera que cualquier derrame ocasionado durante un desenganche no exponga indebidamente a las personas ni a los edificios y estructuras importantes y pueda controlarse rápidamente mediante válvulas remotas.

3-5 Apoyos. Los sistemas de tuberías deben estar sólidamente apoyados y protegidos contra los daños físicos y esfuerzos excesivos provocados por el asentamiento, vibraciones,

expansión o contracción. La instalación de las tuberías no metálicas debe cumplir con las instrucciones del fabricante.

3-5.1* Los apoyos para tuberías que soportan cargas ubicados en áreas con elevado riesgo de exposición a incendios deben estar protegidos por uno de los siguientes:

- (a) Drenaje hacia una ubicación segura para impedir la acumulación de líquidos debajo de las tuberías;
- (b) Construcciones resistentes al fuego;
- (c) Revestimientos o sistemas protectores resistentes al fuego;
- (d) Sistemas rociadores de agua diseñados e instalados de acuerdo con la norma NFPA 15, *Norma para los Sistemas Fijos Pulverizadores de Agua para Protección contra Incendio*;
- (e) Otros medios alternos aceptables para la autoridad competente.

3-6* Protección contra la corrosión. Debe protegerse todos los sistemas de tuberías para líquidos, tanto los ubicados por encima del nivel del terreno como los subterráneos, sujetos a corrosión externa. Los sistemas de tuberías subterráneos deben protegerse de acuerdo con 2-4.3.

3-7 Tuberías subterráneas. En áreas sujetas al tránsito vehicular, la profundidad de las zanjas debe ser suficiente para permitir un lecho de asiento de al menos 6 pulg. (15cm) de material de relleno bien compactado y una cubierta de al menos 18 pulg. (45,7cm) de material de relleno bien compactado y pavimento. En áreas no sujetas al tránsito vehicular, la tubería debe tener una cubierta de al menos 6 pulg. (15cm) de material de relleno bien compactado. La profundidad de enterramiento debe ser mayor cuando las instrucciones del fabricante así lo requieran o en lugares en los cuales se produzcan heladas.

3-7.1 Las tuberías ubicadas dentro de una misma zanja deben separarse de la siguiente manera:

- (a) Dos diámetros de las tuberías entre tuberías de acero;
- (b) Dos diámetros de las tuberías entre tuberías de plástico reforzado con fibra de vidrio; y
- (c) No es necesario que las tuberías estén separadas más de 9 pulg. (23cm).

3-7.2 Dos o más niveles de tuberías ubicadas dentro de una misma zanja deben separarse por un mínimo de 6 pulg. (15cm) de material de relleno bien compactado.

3-8 Válvulas. Los sistemas de tuberías deben tener un número de válvulas suficiente para operar correctamente el sistema y para proteger la planta. Los sistemas de tuberías conectados con bombas deben tener un número de válvulas suficiente para controlar correctamente el flujo de líquido durante la operación normal y en caso de daños físicos. Cada una de las conexiones a las tuberías mediante las cuales equipos tales como vehículos tanque o buques descargan líquidos hacia los tanques de almacenamiento deben equiparse con una válvula de retención para la protección automática contra el contraflujo si la disposición de las tuberías es tal que sea posible la producción de contraflujos. (*Ver también 2-3.8.1*)

3-8.1 Si la carga y descarga se efectúa a través de un sistema común, no se requiere una válvula de retención. Sin embargo, debe instalarse una válvula de bloqueo. Esta válvula debe estar ubicada de manera que sea fácilmente accesible o se pueda operar a control remoto.

3-9 Ensayos. A menos que sean ensayadas de acuerdo con las secciones aplicables de la norma ANSI B31, *Código Normalizado Nacional Norteamericano para Tuberías a Presión*, antes de ser tapadas, encerradas o puestas en servicio, todas las tuberías deben ser ensayadas hidrostáticamente al 150 por ciento de la máxima presión anticipada en el sistema, o neumáticamente al 110 por ciento de la máxima presión anticipada en el sistema pero nunca con una presión manométrica menor a 5 lb/pulg² (34,5 kPa) medida en el punto más alto del sistema. Este ensayo debe mantenerse durante el tiempo suficiente para completar la inspección visual de todas las uniones y conexiones, y al menos durante 10 minutos.

3-10* Identificación. Todas las tuberías verticales para carga y descarga de líquidos a los tanques de almacenamiento deben identificarse mediante un código de colores u otra marca para identificar el producto para el cual se utiliza el tanque.

Capítulo 4 - Almacenamiento en Recipientes y Tanques Portátiles

4-1 Generalidades.

4-1.1 Alcance.

4-1.1.1 Este capítulo aplica al almacenamiento de líquidos en tambores u otros recipientes cuya capacidad individual no supere los 60 galones (227L) y en tanques portátiles cuya capacidad individual no supere los 660 galones (2498L), y a las transferencias limitadas incidentales a los mismos. Para los tanques portátiles que superen los 660 galones (2498L) de capacidad aplica el Capítulo 2.

4-1.1.2 Este capítulo no se aplica a lo siguiente:

- (a) Almacenamiento de recipientes en plantas a granel, estaciones de servicio, refinerías, plantas químicas y destilerías;
- (b) Líquidos dentro de los tanques de combustible de vehículos automotores, aeronaves, botes y motores portátiles o estacionarios;
- (c) Bebidas, cuando estén envasadas en recipientes individuales cuya capacidad no supera 1 galón (3,8L);
- (d) Medicamentos, comestibles, cosméticos y otros productos de consumo que contienen no más del 50 por ciento en volumen de líquidos miscibles en agua, no siendo inflamable el resto de la solución, cuando están envasados en recipientes individuales cuya capacidad no supera 1 galón (3,8L);
- (e) Líquidos que no presentan punto de llama al ser ensayados con la norma ASTM D 92, *Método de Ensayo Normalizado para Punto de Inflamación y Punto de Llama mediante Copa Abierta de Cleveland*, hasta el punto de ebullición del líquido o hasta una temperatura para la cual la muestra ensayada presenta un cambio físico evidente.
- (f) Líquidos con puntos de inflamación superiores a 95°F (35°C) en una solución o dispersión miscible en agua y con un contenido de sólidos inertes (no combustibles) superior al 90 por ciento en peso;
- (g) Bebidas destiladas y vinos en barriles o toneles.

4-1.2 Requisitos Generales.

4-1.2.1 Para los propósitos de este capítulo los líquidos inestables deben tratarse como líquidos Clase IA.

4-1.2.2 Para los propósitos de este capítulo, almacenamiento protegido instalado después del 1° de enero de 1997 significa almacenamiento instalado después del 1° de enero de 1997, que está protegido de acuerdo con la Sección 4-8. Los demás almacenamientos se consideran no protegidos, a menos que la autoridad competente haya aprobado un medio de protección alternativo. (Ver 4-8.2.3 y 4-8.3)

Excepción: Según lo dispuesto en la Sección 4-5.

4-2 Diseño, Construcción y Capacidad de los Recipientes.

4-2.1 Sólo deben usarse recipientes, recipientes a granel intermedios (IBCs) y tanques portátiles, aprobados.

(a) Son aceptables los recipientes metálicos, recipientes a granel intermedios metálicos y tanques portátiles metálicos que cumplan los requisitos de y que contengan productos autorizados por el Capítulo I, Título 49, del *Código de Reglamentaciones Federales* (Reglamentaciones para el Transporte de Materiales Peligrosos del Departamento de Transporte de los Estados Unidos), el Capítulo 9 de las *Recomendaciones para el Transporte de Mercaderías Peligrosas* de las Naciones Unidas, o la norma NFPA 386, *Norma para Tanques de Envío Portátiles para Líquidos Inflamables y Combustibles*. Para los propósitos de este capítulo, cualquier recipiente metálico de más de 60 galones (228L) que cumpla con los requisitos de la norma NFPA 386 es considerado un tanque portátil.

(b) Son aceptables los recipientes plásticos que cumplan los requisitos de y usados para productos petrolíferos comprendidos dentro del alcance de una o más de las siguientes especificaciones:

1. ASTM F 852, *Norma para Recipientes Portátiles para Gasolina para Uso de los Consumidores*;
2. ASTM F 976, *Norma para los Recipientes Portátiles para Kerosene para Uso de los Consumidores*;
3. ANSI/UL 1313, *Bidones de Seguridad No Metálicos para Productos Petrolíferos*.

(c) Son aceptables los tambores plásticos que cumplan con los requisitos de y que contengan productos autorizados por el Título 49 del Código de Reglamentaciones Federales, o el Capítulo 9 de las *Recomendaciones para el Transporte de Mercaderías Peligrosas* de las Naciones Unidas.

(d) Son aceptables los tambores de fibra que:

1. Cumplan con los requisitos del Item 296 de la Clasificación Nacional de Cargas (NMFC), o la Regla 51 de la Clasificación Uniforme de Cargas (UFC) para los Tipos 2A, 3A, 3B-H, 3B-L, 6 4A, y
2. Cumplan con los requisitos de y contengan productos líquidos autorizados por el Capítulo I, Título 49, el Código de Reglamentaciones Federales (Reglamentaciones para el Transporte de Materiales Peligrosos del Departamento de Transporte de los Estados Unidos) o el Departamento de Transporte de los Estados Unidos.

(e) Son aceptables los recipientes a granel intermedios (IBCs) de plástico rígido y los recipientes a granel intermedios (IBCs) compuestos que cumplan los requisitos de y que contengan productos autorizados por el Título 49 del *Código de Reglamentaciones Federales* o el Capítulo 16 de las *Recomendaciones para el Transporte de Mercaderías Peligrosas* de las Naciones Unidas para las Clases 31H1, 31H2 y 31HZ1.

4-2.2 Todos los tanques portátiles o recipientes a granel intermedios deben estar equipados con uno o más dispositivos instalados en su parte superior con suficiente capacidad de venteo de emergencia para limitar la presión interna en caso de exposición a incendios a un valor de 10 lb/pulg² manom. (68,9 kPa) o al 30 por ciento de la presión de rotura del tanque portátil, según cuál resulte mayor. La capacidad total de venteo no debe ser inferior a la especificada en 2-3.6.4 ó 2-3.6.6. Debe emplearse al menos un venteo activado a presión con una capacidad mínima de 6000pies³ (170m³) de aire libre por hora [14,7 lb/pulg² abs. (760 mm Hg) y 60°F (15,6°C)]. Debe calibrarse para que abra a no menos de 5 lb/pulg² manom. (34,5 kPa). Si se utilizan venteos fusibles, éstos deben activarse por elementos que operan a temperaturas que no superan los 300°F (148,9°C). Cuando sea posible que un venteo activado a presión se tapone, como por ejemplo cuando se los utiliza para pinturas, aceites secantes y materiales similares, se permite usar tapones fusibles o dispositivos de venteo que se reblandecen hasta fallar a un máximo de 300°F (148,9°C) en caso de exposición a incendios para cubrir la totalidad de los requisitos de venteo de emergencia.

4-2.3 El máximo tamaño admisible de un recipiente o tanque portátil metálico no debe superar los valores especificados en la Tabla 4-2.3.

Excepción: Según lo dispuesto en 4-2.3.1, 4-2.3.2 y 4-2.3.3.

4-2.3.1 Los medicamentos, bebidas, comestibles, cosméticos y otros productos de consumo habituales, cuando estén envasados de acuerdo con las prácticas comúnmente aceptadas para su venta minorista, están exceptuados de los requisitos de 4-2.1 y 4-2.3.

4-2.3.2 Se permite emplear recipientes de polietileno no reutilizables Tipo III (clasificación del Departamento de Transporte de los Estados Unidos - DOT), construidos y ensayados de acuerdo con la Especificación 2U del DOT y si fuera necesario tratados para impedir que sean permeables, para el almacenamiento de líquidos Clase II y Clase III, en cualquier capacidad que no supere 2½ galones (9,5L).

4-2.3.3 Se permite almacenar líquidos Clase IA y Clase IB en recipientes de vidrio de no más de 1 galón (3,8L) de capacidad, cuando la pureza requerida del líquido (por ejemplo, grado reactivo analítico ACS o superior) se vería afectada por su almacenamiento en recipientes metálicos o cuando el líquido puede corroer excesivamente el recipiente metálico.

4-3 Diseño, Construcción y Capacidad de los Armarios para Almacenamiento.

4-3.1 En un armario para almacenamiento no deben almacenarse más de 120 galones (454L) de líquidos Clase I, Clase II y Clase IIIA. De este total de 120 galones, no más de 60 galones (227L) deben corresponder a líquidos Clase I y Clase II.

4-3.2 En ninguna área de incendio habrá más de tres armarios para almacenamiento.

Excepción No. 1: En las ocupaciones industriales es permitido ubicar armarios para almacenamiento adicionales dentro de una misma área de incendio, siempre que se mantenga una separación mínima de 100 pies (30m) entre cada grupo de no más de tres armarios.

Excepción No. 2: En las ocupaciones industriales protegidas por un sistema automático de rociadores que está diseñado e instalado de acuerdo con los Capítulos 5 ó 6 de la norma NFPA 13, Norma para la Instalación de Sistemas de Rociadores, es permitido aumentar a seis el número de armarios de un grupo.

4-3.3 Los armarios para almacenamiento que cumplan con al menos uno de los siguientes conjuntos de requisitos, especificados en (a), (b) o (c), son aceptables para el almacenamiento de líquidos.

(a) Son aceptables los armarios para almacenamiento diseñados y construidos para limitar la temperatura interna en el centro del armario y a 1 pulg. (2,5cm) de la parte superior del armario a no más de 325°F (162,8°C), al someterlo a un ensayo de incendio de 10 minutos de duración que simule la exposición a incendio correspondiente a la curva tiempo-temperatura normalizada especificada en la norma NFPA 251, *Métodos Normalizados para los Ensayos de Resistencia al Fuego de las Construcciones y Materiales de los Edificios*. Durante el ensayo todas las juntas y costuras deben permanecer herméticas y la puerta deberá permanecer firmemente cerrada.

(b) Son aceptables los armarios para almacenamiento metálicos construidos de la siguiente manera. El piso, el techo y los laterales del armario deben ser de planchas de acero No. 18 como mínimo y tener doble pared, con un espacio de aire entre paredes de 1½ pulg. (3,8cm). Las juntas deben ser remachadas, soldadas o hermetizadas mediante algún medio igualmente efectivo. La puerta debe estar equipada con un cerrojo de tres puntos y la puerta estar elevada al menos 2 pulg. (5cm) con respecto al piso del armario para retener los líquidos derramados dentro del mismo.

(c) Son aceptables los armarios de madera construidos de la siguiente manera. El piso, el techo y los laterales del armario construidos con madera laminada para exteriores de al menos 1 pulg. (2,5cm) de espesor y de un tipo que no se rompa ni sufra la separación de sus láminas bajo condiciones de incendio. Todas las juntas deben estar ensambladas y aseguradas en dos direcciones con tornillos de madera. Cuando se utilice más de una puerta, debe haber un solapado ensamblado (traslape) no menor a 1 pulg. (2,5cm). Las puertas deben estar equipadas con un mecanismo de cerrojos y bisagras construido y montado de manera tal que no pierda su capacidad de retención al ser expuesto a un incendio. Debe proveerse un zócalo o batea capaz de contener una profundidad de 2 pulg. (5 cm) de líquido en el piso del armario para retener los líquidos derramados dentro del armario.

(d) Son aceptables los armarios para almacenamiento listados que hayan sido construidos y ensayados de acuerdo con 4-3.3(a).

4-3.4* Este código no exige que los armarios para almacenamiento sean venteados con el objetivo de protegerlos contra incendios y que los orificios de venteo estén sellados con los tapones provistos con el armario o con los tapones especificados por el fabricante de éste. Sin embargo, si por algún motivo el armario para almacenamiento posee venteo, el armario debe ventear directamente al exterior de manera que el desempeño especificado del armario no se vea comprometido y sea aceptable para la autoridad competente.

4-3.5 Los armarios para almacenamiento deben marcarse con letras bien visibles: "INFLAMABLE - MANTENER FUEGO ALEJADO".

Tabla 4-2.3 Máximo tamaño admisible de recipientes y tanques portátiles

Tipo de recipiente para Líquidos	Líquidos inflamables			Líquidos combustibles	
	Clase IA	Clase IB	Clase IC	Clase II	Clase III
Vidrio	1 pt	1 qt	1 gal	1 gal	5 gal
Metal (excepto tambores DOT) o plástico aprobado	1 gal	5 gal	5 gal	5 gal	5 gal
Bidones de seguridad	2 gal	5 gal	5 gal	5 gal	5 gal
Tambor metálico (Especificación DOT)	60 gal	60 gal	60 gal	60 gal	60 gal
Tanques portátiles metálicos aprobados y recipientes a granel (IBCs)	660 gal	660 gal	660 gal	660 gal	660 gal
Recipientes a granel de plástico rígido (UN 31H1 ó 31H2) y recipientes a granel compuestos (UN 31HZ1)	NP	NP	NP	660 gal	660 gal
Poliétileno Especificación DOT 34, UN 1H1, o autorizado por la excepción DOT	1 gal	5 gal	5 gal	60 gal	60 gal
Tambor de fibra					
NMFC o UFC Tipo 2A; Tipos 3A, 3B-H, ó 3B-L; o Tipo 4A	NP ¹	NP ¹	NP ¹	60 gal	60 gal

Unidades del SI: 1 pt = 0.473L; 1 qt = 0.95L; 1 gal = 3.8L.

¹ No permitido.

4-4* Diseño, Construcción y Operación de las Áreas Interiores para el Almacenamiento de Líquidos. (Ver Sección 1-6 para las definiciones. Ver Figuras A-4-4(a) y (b) para información aclaratoria sobre los tipos de áreas interiores para el almacenamiento de líquidos. Ver Apéndice D para información sobre los criterios de protección.)

4-4.1 Alcance. La Sección 4-4 debe aplicarse a las áreas interiores cuya principal función sea el almacenamiento de líquidos. Esto incluye cuartos interiores, cuartos separados, edificios unidos, bodegas para líquidos, y armarios para el almacenamiento de materiales peligrosos que se usan como áreas interiores para almacenamiento. (Ver la Sección 4-5 para almacenamiento de líquidos en otro tipo de ocupaciones.)

4-4.2 Requisitos de Diseño y Construcción.

4-4.2.1 Todas las áreas de almacenamiento deben construirse para que cumplan con los valores de resistencia al fuego especificados en la Tabla 4-4.2.1. Dicha construcción debe cumplir con las especificaciones de ensayo dadas en la norma NFPA 251, *Métodos Normalizados para los Ensayos de Resistencia al Fuego de las Construcciones y Materiales de los Edificios*.

4-4.2.2 Las aberturas en los muros interiores que dan hacia los cuartos o edificios adyacentes y las aberturas de los muros externos resistentes al fuego deben estar equipadas con puertas contra incendio listadas habitualmente cerradas con una protección contra incendio correspondiente a la resistencia al fuego del muro especificada en la Tabla 4-4.2.2. Es permitido que dichas puertas permanezcan abiertas durante las operaciones en las que se manipulan materiales si las puertas están diseñadas para cerrarse automáticamente ante una emergencia de incendio mediante dispositivos de cierre listados. Las puertas contra incendio deben instalarse de acuerdo con la norma NFPA 80, *Norma para Puertas y Ventanas contra Incendio*.

4-4.2.3 Las aberturas comunicantes en los muros contra incendio que separan bodegas de líquidos de los edificios adyacentes deben equiparse con puertas contra incendio con una resistencia al fuego de 3 horas a cada lado del muro.

Tabla 4-4.2.1 Resistencia al fuego para las áreas interiores para almacenamiento de líquidos

Tipo de área de almacenamiento	Resistencia al fuego, horas		
	Muros ¹ interiores, techos, pisos intermedios	Techos	Muros exteriores
<i>Cuartos interiores</i>			
Superficie < 150 pies ²	1	-	-
Superficie > 150 pies ² y < 500 pies ²	2	-	-
<i>Cuartos separados y edificios unidos</i>			
Superficie < 300 pies ²	1	1 ²	-
Superficie > 300 pies ²	2	2 ²	2 ¹
<i>Bodegas de líquidos</i>	4 ⁴	-	2 ¹ 6 ⁴

Unidades del SI: 1 pie² = 0.09m².

¹ Entre áreas para almacenamiento de líquidos y cualquier área adyacente no dedicada al almacenamiento de líquidos.

² Es permitido que los techos de edificios unidos, de un piso de altura, sean de una construcción liviana, no combustible, si los muros divisorios interiores poseen parapetos de al menos 3 pies (0.90m).

³ Cuando estén expuestas otras porciones de los edificios u otras propiedades.

⁴ Este debe ser un muro contra incendio normalizado.

⁵ Para muros expuestos que están ubicados a más de 10 pies (3m) pero a menos de 50 pies (15m) de un edificio importante o del lindero de una propiedad adyacente sobre el cual puedan llegar a existir construcciones.

⁶ Para muros expuestos ubicados a 10 pies (3m) o menos de un edificio importante o del lindero de una propiedad adyacente sobre el cual pueda construirse.

Tabla 4-4.2.2 Protección brindada por las puertas contra incendio

Resistencia al fuego del muro ¹ , horas	Protección brindada por la puerta, horas
1	¾
2	1½
4	3 ²

¹ Según lo exigido por la Tabla 4-4.2.1.

² Una puerta contra incendio requerida a cada lado de las aberturas interiores para bodegas para líquidos conectadas. (Ver 4-4.2.3.)

4-4.2.4 El diseño constructivo de los muros exteriores deberá permitir el rápido acceso para las operaciones de lucha contra incendios a través de aberturas o ventanas de acceso o paneles no combustibles livianos.

Excepción: Este requisito no se aplica a los cuartos interiores.

4-4.2.5* Donde se despachen líquidos Clase IA o IB o líquidos inestables o donde se almacenen líquidos Clase IA o líquidos inestables en recipientes de más de 1 galón (4L) de capacidad, los muros exteriores o el techo deben estar equipados con venteo deflagrante.

Excepción No. 1: Esto no se aplica a los cuartos interiores.

Excepciones No. 2: Esto no se aplica a los líquidos Clase IB despachados desde recipientes de menos de 60 galones (228L) de capacidad.

4-4.2.6 Con fecha de vigencia del 1° de enero de 1997, y cuando la Figura 4-4.2.6 lo requiera, debe proveerse drenaje o contención para todas las construcciones nuevas.

4-4.2.7* Cuando la Figura 4-4.2.6 requiere contención o drenaje, deben disponerse medios para impedir que bajo condiciones de emergencia fluyan líquidos inflamados hacia las áreas de los edificios adyacentes, propiedades adyacentes o recursos naturales críticos.

4-4.2.8* Cuando se dispone de protección mediante rociadores automáticos, además de los requisitos de 4-4.2.7 también debe disponerse de medios para impedir que los líquidos inflamados expongan otros almacenamientos en estanterías o pilas, edificios importantes, propiedades adyacentes o recursos naturales críticos.

Excepción N° 1: Este requisito no se aplica a las áreas en las cuales sólo se almacena lo siguiente:

- (a) Líquidos Clase III;
- (b) Líquidos más pesados que el agua;
- (c) Líquidos miscibles en agua;
- (d) Líquidos con viscosidades superiores a 10.000 centipoise.

Excepción N° 2: Este requisito no se aplica a áreas donde la protección contra incendios sea provista por sistemas de extinción que no sean agua, tales como inundación total con CO₂, espuma de alta expansión o espuma formadora de película acuosa (AFFF).

4-4.2.9* Los equipos y cableados eléctricos dentro de cuartos interiores usados para almacenar líquidos Clase I deben ser adecuados para ubicaciones clasificadas Clase I, División 2. Los equipos y cableados eléctricos ubicados en el interior de cuartos utilizados para el almacenamiento de líquidos Clase II y Clase III solamente, deben adecuarse para uso con propósitos generales.

4-4.2.10* Donde se despachen líquidos Clase I o donde se despachen líquidos Clase II o Clase III a temperaturas superiores a sus puntos de inflamación, los equipos y cableados eléctricos deben ser adecuados para ubicaciones clasificadas Clase I, División 2. Además, los equipos y cableados eléctricos ubicados a menos de 3 pies (0,9m) de las boquillas de despacho deben ser adecuados para ubicaciones clasificadas Clase I, División 1.

4-4.2.11 Las áreas para almacenamiento de líquidos en las cuales se efectúan despachos deben equiparse con un sistema de ventilación ya sea por gravedad o por extracción mecánica continua. Debe utilizarse ventilación mecánica si dentro del cuarto se despachan líquidos Clase I.

(a) El aire de escape debe tomarse de un punto próximo a un muro sobre un lado del cuarto a no más de 12 pulg. (30cm) del piso, y existir una o más entradas para aire de reposición ubicadas en el lado opuesto a no más de 12 pulg. (30cm) del piso. La ubicación tanto de las aberturas para la salida de aire como de las aberturas para el ingreso de aire deben disponerse, en lo posible, en forma tal que permitan el movimiento cruzado del aire a través de todas las porciones del piso, e impidan la acumulación de vapores inflamables. Los escapes deben descargar directamente hacia el exterior del edificio sin recirculación.

Excepción: La recirculación estará permitida cuando sea monitoreada de manera continua utilizando un sistema a prueba de fallas diseñado para sonar automáticamente una alarma, detener la recirculación y permitir el escape total hacia el exterior en caso de detectar mezclas vapor-aire que posean concentraciones superiores a la cuarta parte del límite de inflamación inferior.

Quando se utilizan ductos, éstos no deben usarse para ningún otro propósito y deben cumplir con la norma NFPA 91, Norma para los Sistemas de Extracción para el Transporte Aéreo de Materiales. Cuando un sistema mecánico toma el aire de reposición del interior del edificio, la abertura debe estar equipada con una puerta contra incendio o un amortiguador contra incendio, según lo requerido por la norma NFPA 91. Para los sistemas por gravedad, el aire de reposición debe suministrarse desde el exterior del edificio.

(b) Los sistemas de ventilación mecánicos deben permitir una salida no menor a 1 pie³ por minuto por pie² de superficie de piso (1m³ por min por 3m²), pero nunca menor a 150 pies³/min (4m³ por min). Los sistemas de ventilación mecánicos para las áreas de despacho deben equiparse con un interruptor de flujo de aire u otro método igualmente confiable interbloqueado para hacer sonar una alarma audible en caso de falla del sistema de ventilación.

4-4.3 Requisitos Generales para el Almacenamiento.

4-4.3.1 Ningún almacenamiento de líquidos debe obstruir físicamente los medios de salida.

4-4.3.2 Es permitido emplear madera de un espesor nominal de al menos 1 pulg. (2,5cm) para estanterías, repisas, listones, revestimiento para pisos e instalaciones similares.

4-4.3.3 Cuando exista almacenamiento sobre estanterías según lo permitido en este código, debe existir un pasillo con un ancho mínimo de 4 pies (1,2m) entre secciones de estanterías adyacentes y cualquier almacenamiento de líquidos adyacente. Los pasillos principales deben tener un ancho mínimo de 8 pies (2,4m).

4-4.3.4 Los depósitos para líquidos el almacenamiento en pilas macizas y plataformas deben disponerse de manera tal que las pilas estén separadas unas de otras al menos 4 pies (1,2m). Deben proveerse y disponerse pasillos de manera tal que ningún recipiente o tanque portátil se encuentre a más de 20 pies (6m) de distancia de un pasillo. Los pasillos principales deben tener un ancho mínimo de 8 pies (2,4m).

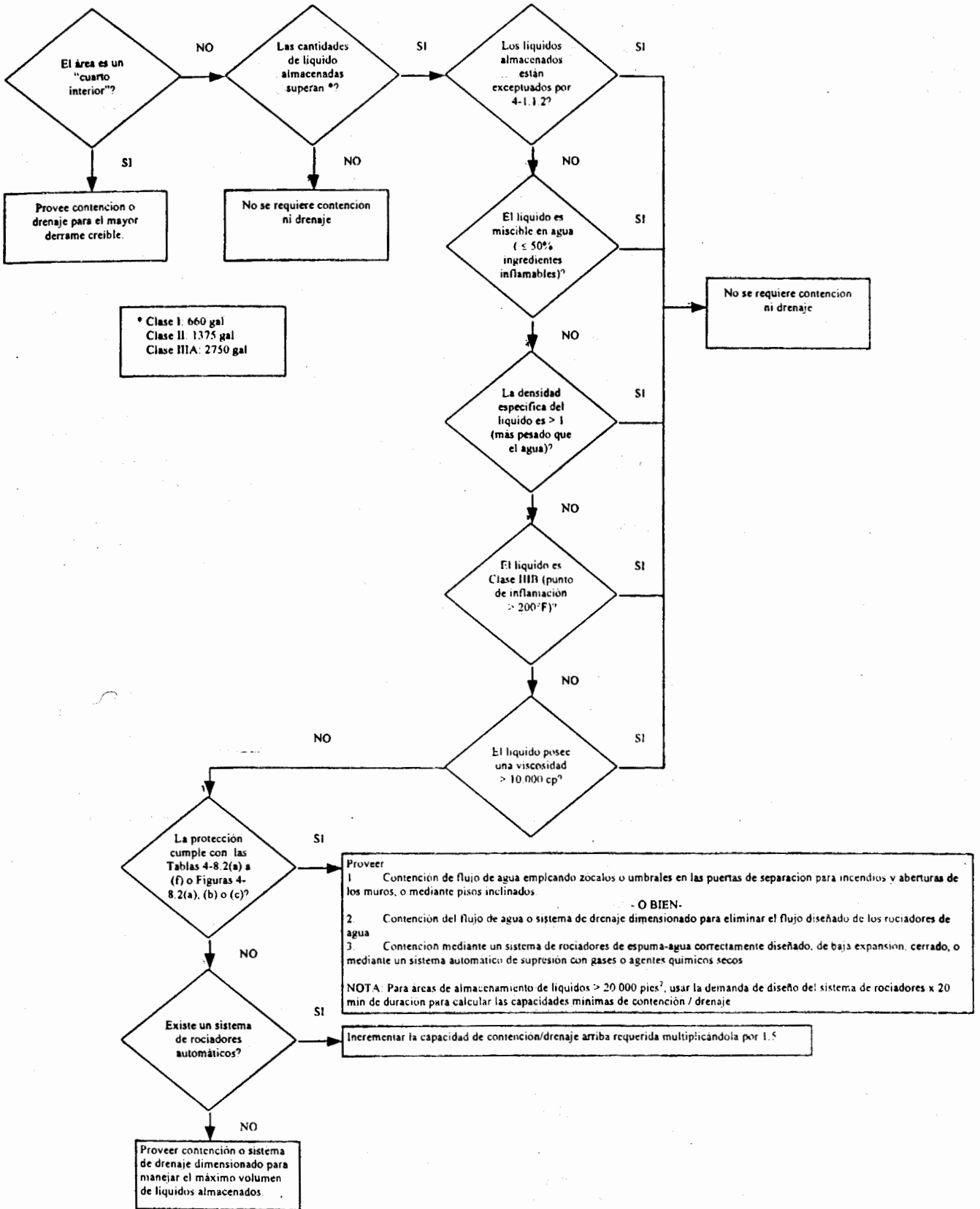


Figura 4-4.2.6 - Requisitos de contención/drenaje para las áreas interiores para almacenamiento de líquidos.

4-4.3.5 No deben permitirse líquidos Clase I en áreas de sótanos. Está permitido almacenar líquidos Clase II y Clase IIIA en sótanos, siempre que se haya provisto una protección automática con rociadores y otras instalaciones de protección contra incendio de acuerdo con la Sección 4-8.

4-4.3.6 Está permitido almacenar cantidades limitadas de mercaderías combustibles, según lo definido en el alcance de la norma NFPA 231, *Norma para Almacenamiento General*, y la norma NFPA 231C, *Norma para Almacenamiento de Materiales sobre Estanterías*, en las áreas para almacenamiento de líquidos si los combustibles habituales, excepto aquellos empleados para envasar los líquidos, están separados horizontalmente de los líquidos almacenados debe existir una distancia mínima de 8 pies (2,4m), ya sea mediante pasillos o estanterías abiertas, y cuando se ha provisto protección de acuerdo con la Sección 4-8.

4-4.3.7 El almacenamiento de plataformas o estibas combustibles vacías o desocupadas dentro de áreas para almacenamiento de líquidos no protegidas debe limitarse a un área máxima por pila de 2500 pies² (232m²) y a una altura de almacenamiento máxima de 6 pies (1,8m). El almacenamiento de estibas combustibles vacías o desocupadas dentro de áreas protegidas para almacenamiento de líquidos debe cumplir con la norma NFPA 231, *Norma para Almacenamiento General*. El almacenamiento de estibas debe separarse del almacenamiento de líquidos por pasillos de al menos 8 pies (2,4m) de ancho.

4-4.3.8* El apilado de recipientes debe hacerse de una manera tal que le proporcione estabilidad e impida que se generen esfuerzos excesivos sobre las paredes de los recipientes. Los tanques portátiles apilados en más de un nivel deben diseñarse para que resulten seguros en ese tipo de disposiciones sin listones intermedios. Los equipos para el manejo de materiales deben ser adecuados para manejar los tanques y recipientes del último nivel de la pila de manera segura.

4-4.3.9 Los recipientes o tanques portátiles en áreas para almacenamiento de líquidos no protegidas no deben almacenarse a menos de 36 pulgadas (0,9m) de la viga, correa, viga maestra u otro miembro estructural del techo.

4-4.4 Cantidades Permitidas y Alturas de Almacenamiento.

4-4.4.1 Excepto lo dispuesto en 4-4.4.2 a 4-4.4.4, el almacenamiento interior de líquidos no protegido debe cumplir con la Tabla 4-4.4.1. Cuando el almacenamiento de líquidos

esté protegido, la protección debe cumplir con los requisitos de protección de la Sección 4-8.

Excepción:* Es permitido emplear otras cantidades y disposiciones de almacenamiento si el almacenamiento está protegido adecuadamente y la autoridad competente lo aprueba.

4-4.4.2 El almacenamiento en cuartos interiores debe cumplir los requisitos especificados en la Tabla 4-4.4.2. Además, los recipientes de más de 30 galones (113,5L) de capacidad que contengan líquidos Clase I o Clase II no deben apilarse dentro de los cuartos interiores.

Tabla 4-4.4.2 - Limitaciones para el almacenamiento en cuartos interiores

Superficie total (pies ²)	Existe protección automática contra incendio? ¹	Cantidad total permitida (gal por pies ² de superficie)
≤150	No	2
	Sí	5
> 150 y ≤ 500	No	4 ²
	Sí	10

Unidades del SI: 1 pie² = 0,09m²; 1 gal = 3,8L.

¹ El sistema de protección contra incendio mediante rociadores automáticos, rociado de agua, dióxido de carbono agentes químicos secos u otro sistema aprobado. (Ver Sección 4-8.)

² Las cantidades totales permitidas de líquidos Clase IA y IB no deben exceder las cantidades permitidas en la Tabla 4-4.4.1 o aquellas permitidas por 4-4.4.4.

4-4.4.3 El almacenamiento no protegido de líquidos en estanterías no debe exceder las máximas cantidades totales permitidas en la Tabla 4-4.4.1.

Excepción: No es necesario que los depósitos para líquidos cumplan con este requisito.

4-4.4.4 La cantidad total de líquidos almacenados en una bodega de líquidos no tiene restricciones. Sin embargo, las alturas de las pilas y las cantidades máximas por pila o sección de estanterías para almacenamiento no protegido deben cumplir con la Tabla 4-4.4.1.

Tabla 4-4.4.1 - Almacenamiento interior de líquidos, no protegido, en recipientes, tanques portátiles y recipientes a granel Intermedios (IBC)

Clase	Almacenamiento en recipientes			Almacenamiento en tanques portátiles/recipientes a granel intermedios (IBC) metálicos			Recipientes a granel intermedios (IBC) de plástico rígido y compuestos		
	Altura máx. de la pila (pies)	Cantidad máxima por pila (gal)	Cantidad máxima total (gal) ¹	Altura máx. de la pila (pies)	Cantidad máxima por pila (gal)	Cantidad máxima total (gal) ¹	Altura máx. de la pila (pies)	Cantidad máxima por pila (gal)	Cantidad máxima total (gal) ¹
IA	5	660	660	-	No permitido	-	-	-	-
IB	5	1375	1375	7	2000	2000	-	-	-
IC	5	2750	2750	7	4000	4000	-	-	-
II	10	4125	8250	7	5500	11.000	7	4125	8250
IIIA	15	13.750	27.500	7	22.000	44.000	7	13.750	27.500
IIIB	15	13.750	55.000	7	22.000	88.000	7	13.750	55.000

Unidades del SI: 1 pie = 0,3m; 1 gal = 3,8L

¹ Sólo se aplica a cuartos separados y edificios anexos.

Excepción: No es necesario que las bodegas de líquidos no protegidos que estén ubicados a una distancia mínima de 100 pies (30m) de edificios expuestos o cualquier lindero sobre el cual existen o puedan existir construcciones cumplan con la Tabla 4-4.4.1 si existe protección de exposiciones. Cuando no se haya provisto protección de exposiciones, esta distancia mínima debe incrementarse a 200 pies (61m).

4-4.4.5 Cuando se almacenen dos o más clases de líquidos en una única pila o sección de estanterías, la máxima cantidad total y la máxima altura de almacenamiento permitidas en dicha pila o sección de estanterías es la menor de las máximas cantidades totales individuales y máximas alturas de almacenamiento para las clases específicas presentes, respectivamente. La máxima cantidad total permitida está limitada a la suma de las cantidades proporcionales de cada clase de líquido presente con respecto a la máxima cantidad total permitida para su clase respectiva. La suma de las cantidades proporcionales no debe superar el 100 por ciento.

Excepción: Las máximas cantidades totales permitidas en los depósitos o bodegas para líquidos no están restringidas. (Ver 4-4.4.3.)

4-4.5 Operaciones.

4-4.5.1 No es permitido despachar líquidos Clase I, Clase II o Clase III a temperaturas iguales o superiores a sus puntos de inflamación en cuartos separados o edificios anexos cuya superficie supere los 1000 pies² (93m²) de área de piso ni en bodegas para líquidos a menos que el área de despacho esté debidamente separada de las áreas de almacenamiento de acuerdo con la Tabla 4-4.2.1 y cumpla con todos los demás requisitos de 4-4.2.

4-4.5.2 Las operaciones de despacho deben cumplir con los requisitos aplicables del Capítulo 5.

4-5 Requisitos para las Áreas de Almacenamiento de Líquidos en Otro Tipo de Ocupaciones.

4-5.1 Condiciones Básicas.

4-5.1.1 Alcance. La sección 4-5 aplica a las áreas en las cuales el almacenamiento de líquidos es incidental, no siendo el propósito primario del área.

4-5.1.2 Cuando se requieran áreas interiores para almacenamiento de líquidos en otro tipo de ocupaciones, deben cumplir todos los requisitos aplicables de la Sección 4-4 y todos los requisitos aplicables de esta sección. Cuando otros factores aumenten o disminuyan sustancialmente el peligro, la autoridad competente pueden modificar las cantidades especificadas.

4-5.1.3 Ningún almacenamiento de líquidos deberá obstruir físicamente los medios de salida. Los líquidos Clase I deben ubicarse de manera que un incendio en el área de almacenamiento no impida la salida del área.

4-5.1.4 Los líquidos empleados para el mantenimiento del edificio, pinturas y otras operaciones similares de mantenimiento, poco frecuentes, pueden almacenarse temporalmente en recipientes cerrados fuera de los armarios para almacenamiento o dentro de las áreas para almacenamiento de líquidos, si están limitados a una cantidad que no supere la provisión para 10 días con las tasas de consumo habituales.

4-5.1.5 Los líquidos Clase I no deben almacenarse en sótanos.

4-5.2 Depósitos o Bodegas para Propósitos Generales. (Ver Sección 1-6, Definiciones.)

4-5.2.1 Las bodegas para propósitos generales en los cuales se almacenen líquidos (de acuerdo con la definición dada en este código) deben ser edificios independiente y separados, o estar separados de las demás ocupaciones mediante un muro normalizado con una resistencia al fuego de 4 horas o, si está aprobado, mediante una partición contra incendio que posea una resistencia al fuego no menor de 2 horas. Todas las aberturas deben protegerse de acuerdo con lo dispuesto en 4-4.2.2.

4-5.2.2 Las operaciones de depósito que involucren el almacenamiento de líquidos están restringidas a las áreas interiores para almacenamiento de líquidos de acuerdo con la Sección 4-4.

Excepción: Según lo dispuesto en 4-5.2.3.

4-5.2.3 Los líquidos Clase IB y IC en recipientes con capacidad igual o inferior a 1 galón (3,8L), los líquidos Clase II en recipientes con capacidad igual o inferior a 5 galones (18,9L), y los líquidos Clase III en recipientes con capacidad igual o inferior a 60 galones (227L) pueden almacenarse en bodegas que manejen mercaderías combustibles, según lo definido en la norma NFPA 231, *Norma para Almacenamiento General*, siempre que el área de almacenamiento esté protegida con rociadores automáticos de acuerdo con los requisitos de la norma NFPA 231 para almacenamientos de 20 pies (6m) de altura de mercaderías Clase IV y la cantidad y altura del almacenamiento de líquidos estén limitadas a:

- (a) Líquidos Clase IA: No permitido;
- (b) Líquidos Clase IB y IC: 660 gal (2498L), máximo 5 pies (1,5m) de altura;
- (c) Líquidos Clase II: 1375 gal (5204L), máximo 5 pies (1,5m) de altura;
- (d) Líquidos Clase IIIA: 2750 gal (10.409L), máximo 10 pies (3,0m) de altura;
- (e) Líquidos Clase IIIB: 13.750 gal (52.044L), máximo 15 pies (4,6m) de altura.

El almacenamiento de líquidos también debe cumplir con los requisitos de 4-5.2.4 a 4-5.2.9.

4-5.2.4 Líquidos en Recipientes Plásticos. No deben almacenarse líquidos Clase I y Clase II en recipientes plásticos en bodegas para propósitos generales, pero se los puede almacenar en áreas interiores para almacenamiento de líquidos que cumplan con los requisitos de la Sección 4-4.

Excepción No. 1: Es permitido almacenar los siguientes líquidos, envasados en recipientes plásticos, en bodegas para propósitos generales de acuerdo con las limitaciones sobre protección y almacenamiento especificadas en 4-5.2.3 de la siguiente manera:

- (a) Productos que contengan no más del 50 por ciento en volumen de líquidos miscibles en agua, no siendo la solución restante un líquido Clase I, cuando estén envasados en recipientes individuales;
- (b) Productos que contengan más del 50 por ciento de líquidos miscibles en agua en recipientes individuales de no más de 16 oz. (0,5L) de capacidad;

Excepción No. 2:* Es permitido almacenar líquidos Clase I y Clase II en recipientes plásticos en bodegas para propósitos generales si los sistemas de envasado están listados y poseen el sello correspondiente para su uso con dichos materiales. También aplican todos los demás requisitos de 4-5.2.

4-5.2.5 Almacenamiento en Pallets, en Pilas Sólidas y en Estanterías. Los líquidos en recipientes pueden ser almacenados en estibas, pilas sólidas o sobre estanterías, con sujeción a los requisitos sobre máxima cantidad total y máxima altura de almacenamiento de 4-5.2.3.

4-5.2.6 Áreas de Almacenamiento en Sótanos. Sólo es permitido almacenar líquidos en los sótanos de las bodegas para propósitos generales de acuerdo con lo especificado en 4-4.3.5.

4-5.2.7 Almacenamiento de Líquidos Mixto. Cuando dos o más clases de líquidos se almacenen en una única pila o sección de estanterías, la máxima cantidad total y la máxima altura de almacenamiento permitidas son las indicadas en 4-4.4.4.

4-5.2.8 Separación y Pasillos. El almacenamiento de líquidos en bodegas para propósitos generales debe disponerse según lo indicado en 4-4.3.3 y 4-4.3.4.

4-5.2.9 Almacenamiento de líquidos y combustibles comunes. Lo siguiente aplica al almacenamiento de líquidos y mercaderías combustibles comunes:

(a) No debe almacenarse líquidos en la misma pila o en las mismas secciones de estanterías que las mercaderías combustibles comunes [ver 4-5.2.9(b)]. Si los líquidos están envasados junto con los combustibles comunes, tal como en "kits", el almacenamiento debe considerarse en base a la mercadería predominante.

(b) Excepto lo dispuesto en 4-5.2.9(a), las mercaderías combustibles comunes deben separarse de los recipientes de líquidos por una distancia mínima de 8 pies (2,4m).

4-5.2.10 Operaciones. No es permitido despachar líquidos Clase I y Clase II dentro de las bodegas para propósitos generales, a menos que el área de despacho esté adecuadamente aislada de otras áreas de almacenamiento de combustibles comunes o líquidos, de acuerdo con lo especificado en 4-4.2, y que cumpla todos los demás requisitos aplicables de 4-4.2.

4-5.3 Viviendas y Edificios Residenciales que Contienen no más de tres Unidades de Vivienda y que Acompañan Garajes Unidos o Separados. Es prohibido almacenar líquidos Clase I y Clase II de manera combinada en cantidades superiores a los 25 galones (94,6L). Además, es prohibido almacenar líquidos Clase IIIA en cantidades superiores a 60 galones (227L).

4-5.4 Sitios de reunión, edificios que contienen más de tres unidades de vivienda y hoteles. El almacenamiento de líquidos Clase I y Clase II que de manera combinada supere los 10 galones (37,8L) o el almacenamiento de líquidos Clase IIIA que supere los 60 galones (227L) debe hacerse empleando recipientes almacenados en armarios de almacenamiento, en bidones de seguridad o en un área interior para almacenamiento que no posea aberturas que comuniquen con la porción del edificio usada por el público.

4-5.5 Ocupaciones de Oficinas, Educativas e Institucionales. Los siguientes requisitos deben aplicarse a las ocupaciones de oficinas, educativas e institucionales.

4-5.5.1 El almacenamiento debe limitarse al requerido para la operación de los equipos de oficina, mantenimiento, demostración y trabajos de laboratorio. Este almacenamiento debe cumplir con los requisitos de 4-5.5.2 a 4-5.5.5, a excepción del almacenamiento para los trabajos de laboratorio educativos e institucionales que de cumplir con la norma NFPA 45, *Norma sobre la Protección contra incendio de Laboratorios que Emplean Productos Químicos*.

4-5.5.2 La capacidad de los recipientes para líquidos Clase I almacenados fuera de un área interior para almacenamiento de líquidos no debe ser superior a 1 galón (3,8L).

Excepción: La capacidad de los bidones de seguridad puede ser de hasta 2 galones (7,6L).

4-5.5.3 No deben almacenarse más de 10 galones (37,8L) de líquidos Clase I y Clase II combinados en una única área de incendio fuera de un armario para almacenamiento ni en una única área interior para almacenamiento de líquidos a menos que sea en bidones de seguridad.

4-5.5.4 No debe almacenarse más de 25 galones (94,6L) de líquidos Clase I y Clase II, combinados, en una única área de incendio en bidones de seguridad fuera de un área interior para almacenamiento de líquidos ni de un armario para almacenamiento.

4-5.5.5 No debe almacenarse más de 60 galones (227L) de líquidos Clase IIIA fuera de un área interior para almacenamiento de líquidos ni de un armario para almacenamiento.

4-5.6 Ocupaciones Comerciales.

4-5.6.1 Esta sección debe aplicarse a las ocupaciones comerciales en las cuales se manipulan, almacenan y exhiben líquidos, de acuerdo con lo definido en este código.

4-5.6.2 La disposición de los líquidos exhibidos, la disposición del almacenamiento y la máxima cantidad total de líquidos permitida deberá cumplir con los requisitos de esta subsección y de la Tabla 4-5.6.

4-5.6.3 En los pisos superiores a la planta baja, el almacenamiento o exhibición de líquidos Clase I y Clase II deben limitarse a 60 galones en las ocupaciones no protegidas y a 120 galones en las ocupaciones protegidas.

4-5.6.4 No es permitido almacenar o exhibir líquidos Clase I y Clase II en sótanos.

4-5.6.5 Los líquidos en recipientes de más de 5 galones de capacidad no pueden ser almacenados ni exhibidos en áreas accesibles al público.

Excepción: Esto no se aplica a ningún líquido que esté eximido de los requisitos de este capítulo, de acuerdo a lo expresado en 4-1.1.2.

Tabla 4-5.6 - Cantidades para almacenamiento y exhibición permitidas en las ocupaciones comerciales¹

Nivel de protección	Clasificación de los líquidos	Clasificación de los líquidos		
		IA ²	IB, IC, II Y IIIA (en cualquier combinación)	IIIB
Sin protección	Máxima cantidad permitida ¹	60 gal	3750 gal por área del edificio; un máximo de dos áreas permitidas por cada ocupación si están separadas mediante un muro divisorio que posea una resistencia al fuego no menor a 1 hora	15.000 gal
	Máxima densidad de almacenamiento	2 gal por pie ² en áreas de almacenamiento o exhibición y pasillos adyacentes		
NFPA 13, Sistema de rociadores para riesgo ordinario (Grupo 2)	Máxima cantidad permitida ¹	120 gal	7500 gal por área del edificio; un máximo de dos áreas permitidas por cada ocupación si están separadas mediante un muro divisorio que posea una resistencia al fuego no menor a 1 hora	Ilimitado
	Máxima densidad de almacenamiento	4 gal por pie ² en áreas de almacenamiento o exhibición y pasillos adyacentes		
NFPA 30, Sección 4-8	Máxima cantidad permitida ¹	120 gal	30.000 gal por ocupación	Ilimitado

Unidades del SI: 1 gal = 3,8L.

¹ No incluye los líquidos exceptuados por la Sección 4-1.1.

² Sólo en la planta baja.

³ Las ocupaciones comerciales existentes no protegidas que estuvieran en operación antes del 1° de enero de 1997 podrán almacenar o exhibir hasta 7500 gal de líquidos Clase IB, IC, II y IIIA (en cualquier combinación) en cada área.

4-5.6.6 Los líquidos Clase II que no sean miscibles en agua y que estén envasados en recipientes de 1 galón o más de capacidad están limitados a una cantidad máxima total de 30 galones por pila. Las pilas adyacentes deben separarse por una distancia mínima de 50 pies. Esta cantidad máxima total puede duplicarse a 60 galones si los líquidos están almacenados en armarios listados para almacenamiento de líquidos o en áreas protegidas por un sistema automático de rociadores que posea una densidad de diseño de 0,60 gpm por pie² (23,7 Lpm) en más de 2500 pies² (232 m²) y que utilice rociadores de alta temperatura de respuesta rápida con orificios extra grandes.

4-5.6.7 Los sistemas de protección para el almacenamiento y exhibición de líquidos que hayan sido diseñados y desarrollados en base a ensayos de incendio a escala real efectuados en instalaciones de ensayo aprobadas son considerados una alternativa aceptable para los criterios de protección establecidos en la Sección 4-8. Dichos sistemas de protección alternos deben ser aprobados por la autoridad competente.

4-5.6.8 Los medios de salida de las ocupaciones comerciales deben cumplir con los requisitos aplicables de la norma NFPA 101, *Código de Seguridad Humana*.

4-5.6.9 Los camiones industriales eléctricos empleados para mover líquidos Clase I deben seleccionarse, operarse y mantenerse de acuerdo con la norma NFPA 505, *Norma para la Seguridad contra Incendios para Camiones Industriales Eléctricos Incluyendo Designación de Tipos, Áreas para su Empleo, Mantenimiento y Operación*.

4-6* Armarios o Gabinetes para Almacenamiento de Materiales Peligrosos.

4-6.1 Los armarios para almacenamiento de materiales peligrosos que se usen como cuartos interiores son considerados como cuartos interiores para almacenamiento de líquidos, y deben cumplir con los requisitos correspondientes a cuartos interiores de acuerdo con lo establecido en 4-4, según sea aplicable.

4-6.2 Las subsecciones 4-6.3 y 4-6.4 se aplican al almacenamiento de líquidos inflamables y combustibles en recipientes, en armarios para almacenamiento de materiales peligrosos (de aquí en adelante denominados armarios) que están ubicados en el exterior.

4-6.3 El diseño y la construcción de los armarios debe cumplir con todos las reglamentaciones y requisitos locales, estatales y federales aplicables y estar sujetos a la aprobación de la autoridad competente. Son aceptables las estructuras prefabricadas móviles que hayan sido examinadas, listadas o selladas por una organización aceptable para la autoridad competente para su uso como instalaciones para almacenamiento de materiales peligrosos.

4-6.3.1 La superficie total de los armarios reglamentados por esta norma no debe superar los 1500 pies² (139m²). No estará permitido apilar los armarios verticalmente.

4-6.3.2 Cuando se requieren cableados y equipos eléctricos, éstos deben cumplir con 4-4.2.9.

4-6.3.3 Cuando esté permitido efectuar operaciones de despacho y llenado dentro de un armario, dichas operaciones deben cumplir con los requisitos del Capítulo 5.

4-6.3.4 Debe proporcionarse ventilación de acuerdo con 4-4.2.11.

4-6.3.5 Control de Derrames o Pérdidas. Los armarios deben incluir un sistema de contención para impedir que los líquidos fluyan desde la estructura bajo condiciones de emergencia. El sistema de contención debe tener suficiente capacidad para contener el 10 por ciento del volumen de los recipientes permitidos o el volumen del recipiente de mayor capacidad, lo que resulte mayor.

4-6.4 Debe proveerse sitios designados para la ubicación y uso de los armarios, los cuales están sujetos a la aprobación de la autoridad competente. Los sitios designados deben estar dispuestos de manera que existan como mínimo la distancia de separación entre armarios individuales, la distancia entre el armario y el lindero sobre el cual existen o puedan existir construcciones, y la distancia entre el armario y el borde más próximo de una vía pública o edificio importante ubicado en la misma propiedad dadas en la Tabla 4-6.4 y en las notas aclaratorias 1, 2, 3 y 4, según corresponda.

4-6.4.1 Una vez aprobado el sitio designado, no podrá cambiarse sin la aprobación de la autoridad competente.

Tabla 4-6.4 - Sitios designados

Área del sitio designado ¹ (pies ²)	Distancia entre armarios individuales (pies)	Distancia entre el armario y el lindero sobre el cual existen o puedan existir construcciones ² (pies)	Distancia entre el armario y el borde más próximo de una vía pública o edificio importante ubicado en la misma propiedad ^{3,4} (pies)
≥ 100	5	10	5
> 100 ≤ 500	5	20	10
> 500 ≤ 1500 ⁴	5	30	20

Unidades del SI: 1 pie = 0,3m; 1 pie² = 0,093m².

¹ La intención de los límites fijados para las superficies de los sitios es poder diferenciar su tamaño relativo y consiguientemente el número de armarios permitidos en un sitio designado.

² Las distancias se aplican a propiedades que cuentan con protección de exposiciones. Si hay exposiciones y no existe protección de exposiciones, las distancias deben duplicarse.

³ Si el edificio expuesto posee un muro exterior, enfrentado al sitio designado, con una resistencia al fuego de al menos 2 horas y no tiene aberturas que den hacia áreas ubicadas por encima del nivel de piso dentro de los 10 pies (3m) medidos horizontalmente, ni aberturas que den hacia áreas por debajo del nivel de piso dentro de los 50 pies (15m) medidos horizontalmente desde el área designada, las distancias pueden reducirse a la mitad del valor indicado en la tabla, pero nunca inferiores a 5 pies (1,5m).

⁴ Si un único armario posee un área total para una única planta que requiera fijar un límite de área superior a 1500 pies² (139m²) o si un conjunto de unidades supera el límite de 1500 pies² (139m²), la autoridad competente deberá ser consultada para la aprobación de las distancias.

4-6.4.2 Es permitido ubicar más de un armario en un sitio designado, siempre que la separación entre armarios individuales se mantenga de acuerdo con la Tabla 4-6.4

4-6.4.3 El sitio designado aprobado para el armario de almacenamiento debe protegerse contra el vandalismo o el ingreso de personas no autorizadas si el área es accesible al público en general.

4-6.4.4 Prácticas de Almacenamiento.

4-6.4.4.1 Los recipientes de líquido que tengan sus embalajes de envío originales pueden almacenarse ya sea en estibas o en pilas sólidas. Los recipientes no embalados pueden almacenarse en estanterías o directamente sobre el piso del armario. Los recipientes de más de 30 galones (113,5L) de capacidad que almacenen líquidos Clase I o Clase II no deben colocarse en pilas de más de dos recipientes de altura. En todos los casos, la disposición del almacenamiento debe permitir el acceso y egreso irrestricto desde y hacia el armario.

4-6.4.4.2 No es permitido almacenar ningún otro material inflamable o combustible dentro del sitio designado aprobado para los armarios.

4-6.4.4.3 Los carteles o señales de advertencia deben cumplir con las reglamentaciones locales, federales y estatales aplicables o con la norma NFPA 704, *Sistema Normalizado para la Identificación de los Riesgos de los Materiales para la Respuesta de Emergencia*.

4-7 Almacenamiento al Aire Libre.

4-7.1 El almacenamiento de líquidos al aire libre en recipientes, recipientes a granel intermedios (IBC) y tanques portátiles debe cumplir con la Tabla 4-7; 4-7.1.1 a 4-7.1.4 y 4-7.2 a 4-7.4.

4-7.1.1 Cuando se almacenen dos o más clases de materiales en una única pila, el máximo galonaje de dicha pila es el menor de los dos o más galonajes individuales.

4-7.1.2 Ningún recipiente, recipiente a granel intermedio o tanque portátil de una pila debe estar a más de 200 pies (60m) de una vía de acceso de 12 pies (3,6m) de ancho para permitir el acercamiento de los aparatos para el control de incendios en cualquier condición climática.

4-7.1.3 Las distancias listadas en la Tabla 4-7 deben aplicarse a propiedades que cuentan con protección de exposiciones de acuerdo con lo definido. Si hay exposiciones y no existe protección de exposiciones, las distancias a los linderos sobre los cuales existen o pueden llegar a existir construcciones deben duplicarse.

4-7.1.4 Cuando la cantidad total almacenada no supera el 50 por ciento del máximo por pila, las distancias de las columnas 4 y 5 pueden reducirse un 50 por ciento, pero nunca ser inferiores a 3 pies (0,9m).

Tabla 4-7 - Almacenamiento de líquidos al aire libre en recipientes y tanques portátiles

Clase	Recipientes Máximo por pila ^{1,3,4}		Recipientes a granel intermedios de plástico rígido y compuestos Máximo por pila ¹		Tanques portátiles y recipientes a granel intermedios metálicos Máximo por pila ¹		Distancia entre pilas o estanterías (pies)	Distancia al lindero sobre el cual existen o puedan existir construcciones ^{2,3} (pies)	Distancia a calles, pasajes o vías públicas ³ (pies)
	(gal)	Altura (pies)	(gal)	Altura (pies)	(gal) ^{1,4}	Altura (pies)			
IA	1100	10	-	-	2200	7	5	50	10
IB	2200	12	-	-	4400	14	5	50	10
IC	4400	12	-	-	8800	14	5	50	10
II	8800	12	8800	12	17.600	14	5	25	5
III	22.000	18	22.000	18	44.000	14	5	10	5

Unidades del SI: 1 pie = 0,3m; 1 gal = 3,8L.

¹ Ver 4-7.1.1 en relación con el almacenamiento mixto de diferentes clases de materiales.

² Ver 4-7.1.3 en relación con la protección de exposiciones.

³ Ver 4-7.1.4 para pilas de tamaños más pequeños.

⁴ Para el almacenamiento en estanterías los límites de las cantidades no se aplican, pero la disposición de las estanterías está limitada a una longitud máxima de 50 pies (15m) y a pilas de dos filas de 9 pies (2,7m) de profundidad.

⁵ No está permitido almacenar líquidos Clase I en recipientes a granel intermedios (IBCs) de plástico rígido o compuestos.

4-7.2 Es permitido almacenar un máximo de 1100 galones (4163L) de líquidos en recipientes cerrados, recipientes a granel intermedios y tanques portátiles adyacentes a un edificio bajo la misma administración siempre que:

(a) El muro del edificio adyacente posea una resistencia externa al fuego de 2 horas,

(b) No existan aberturas que den hacia áreas por encima o por debajo del nivel de piso dentro de los 10 pies (3m) medidos horizontalmente desde el almacenamiento,

(c) No existan aberturas directamente por encima del almacenamiento, y

(d) No existan aberturas que den hacia áreas por debajo del nivel de piso dentro de los 50 pies (15m) medidos horizontalmente desde el almacenamiento.

Excepción: Los requisitos arriba mencionado no son necesarios si el edificio en cuestión está limitado a una planta, su construcción es resistente al fuego o no combustible, está dedicado principalmente al almacenamiento de líquidos y es aceptable para la autoridad competente.

4-7.2.1 La cantidad de líquidos almacenados adyacentes a un edificio protegido de acuerdo con 4-7.2 puede exceder lo permitido en 4-7.2, siempre que la máxima cantidad por pila no supere 1100 galones (4163L) y que cada pila esté separada por un espacio libre mínimo de 10 pies (3m) a todo lo largo del muro común.

4-7.2.2 Cuando la cantidad almacenada adyacente al edificio supere los 1100 galones (4163L) permitidos en 4-7.2 o cuando los requisitos de 4-7.2 no se puedan cumplir de otra manera, debe mantenerse una distancia mínima igual a la indicada en la Tabla 4-7 para distancias al lindero entre los edificios y el recipiente o tanque portátil más próximo.

4-7.3 El área de almacenamiento debe tener una pendiente tal que desvíe los posibles derrames, alejándolos de los edificios u otras exposiciones, o estar rodeada por un sardinel o cordón no menor a 6 pulg. (15cm) de altura. Cuando éstos se empleen deben tomarse medidas para el drenaje del agua freática o de lluvia y de los líquidos derramados. Los drenajes deben terminar en una ubicación segura y ser accesibles para operarlos bajo condiciones de incendio.

4-7.4 El área de almacenamiento debe protegerse contra el vandalismo o el ingreso de personas no autorizadas cuando sea necesario y mantenerse libre de malezas, basura y otros materiales combustibles innecesarios a los fines del almacenamiento.

4-7.5 Los almacenamientos de recipientes al aire libre que estén protegidos de la intemperie mediante una cúpula o techo que no limite la disipación de calor o la dispersión de los vapores inflamables y que no restrinja el acceso para la lucha y control de incendios deben tratarse como almacenamientos al aire libre, de acuerdo con esta sección, y no deben considerarse como áreas interiores para el almacenamiento de líquidos sujetas a los requisitos de la Sección 4-4.

4-8 Protección Contra Incendio y Control de Incendios.

4-8.1 Alcance. La Sección 4-8 aplica al almacenamiento de líquidos en recipientes y tanques portátiles de acuerdo con lo especificado en las Secciones 4-2 a 4-7.

4-8.1.1 Cuando se almacenen diferentes clases de líquidos o diferentes clases de recipientes en la misma área protegida, la protección debe cumplir los requisitos de esta sección correspondientes a la clase que represente mayores peligros.

4-8.1.2 Cuando el almacenamiento sea sobre estanterías, de acuerdo con lo permitido por este código, las estanterías para almacenar líquidos Clase I o Clase II deben ser de una fila o de dos filas, de acuerdo con lo descrito en la norma NFPA 231C, *Norma para Almacenamiento de Materiales sobre Estanterías.*

4-8.1.3 Para los propósitos de esta sección, "recipiente aliviador" significa un recipiente metálico, recipiente a granel intermedio o tanque portátil equipado en su parte superior con al menos un mecanismo para aliviar la presión que esté diseñado y dimensionado para aliviar la presión interna generada debido a la exposición a incendios en forma tal que impida la rotura del recipiente, recipiente a granel intermedio o tanque portátil.

4-8.1.4 En el caso de los nuevos sistemas de protección contra incendio instalados después del 1° de enero de 1997, los sistemas de protección deben cumplir con los requisitos de esta sección.

4-8.1.5 Los pasillos entre secciones de estanterías o pilas adyacentes deben tener un ancho mínimo de 6 pies.

NOTA: Ver Enmienda Interina Tentativa 96-1 en la página 94.

4-8.2* Sistemas Automáticos de Protección Mediante Rociadores y Espuma y Agua. Si se utilizan sistemas de rociadores automáticos o de rociadores de espuma de baja expansión, deben seguirse los criterios de protección indicados en las Tablas 4-8.2(a) a 4-8.2(f) para la clase de líquido, tipo de recipiente y disposición del almacenamiento aplicables. Pueden emplearse las Figuras 4-8.2(a), (b) y (c) para especificar los criterios de protección para las clases de líquidos, tipos de recipientes y disposiciones de almacenamiento no cubiertas específicamente en las Tablas 4-8.2(a) a 4-8.2(f).

Excepción No. 1: Excepto cuando esté permitido de otra manera en las Secciones 4-2 a 4-7.

Excepción No. 2: Las Tablas 4-8.2(a) a 4-8.2(f) no se aplican a los líquidos inestables.

4-8.2.1 Deben instalarse rociadores en las estanterías de acuerdo con los requisitos de la norma NFPA 231C, *Norma para Almacenamiento de Materiales sobre Estanterías.*

Excepción: De acuerdo a lo modificado a continuación en los ítems (a) a (e):

(a) *Deben colocarse líneas de rociadores alternadas verticalmente en tresbolillo en las estanterías en el espacio de flujo longitudinal.*

(b) *Los rociadores de los sistemas de rociadores de niveles múltiples deben equiparse con pantallas para el agua, a menos que estén separados mediante barreras horizontales o estén específicamente listados para su instalación sin pantallas para el agua.*

Tabla 4-8.2(a) - Protección mediante rociadores de agua
Estanterías de uno o dos estantes Recipientes metálicos
(Para líquidos no miscibles o líquidos miscibles con concentraciones de líquidos inflamables > 50%)

Recipientes no aliviadores										
Clase de líquido	Tamaño y disposición de recipientes	Máx. altura de almacen. (pies)	Máx. altura techo (pies)	Techo			Protección mediante rociadores en las estanterías	Notas	Ref. ensayo de incendio ⁴	
				Tipo de rociador	Densidad (gpm/pie ²)	Área de diseño (pies ²) ³				
				Orificio ¹	Respuesta ²					
IB, IC, II, o III	≤ 1 gal	16	30	OEG	RR	0,60	2000	Una línea 8 pies sobre el piso	(2),(5)	1
	≤ 1 gal	20	30	OG u OEG	RS o RR	0,60	2000	Una línea 6 pies sobre el piso; una línea 12 pies sobre el piso	(2),(5)	2
IB, IC, II, o IIIA	≤ 5 gal	25	30	STD u OG	RS o RR	0,30	3000	Todos los niveles	(2)	3
IIIB	≤ 5 gal	40	50	STD u OG	RS o RR	0,30	2000	Una línea nivel de por medio, comenzando sobre el primer nivel de almacenamiento	(2),(6)	4
IB, IC, II, o IIIA	> 5 gal ≤ 60 gal	25	30	OG u OEG	RS	0,40	3000	Todos los niveles	(4)	5
IIIB	> 5 gal ≤ 60 gal	40	50	STD u OG	RS	0,30	3000	Una línea nivel de por medio, comenzando sobre el primer nivel de almacenamiento	(2),(6)	6
Recipientes aliviadores										
IB, IC, II, o IIIA	≤ 5 gal	14	18	OEG	RR	0,65	2000	Ninguna	(1),(3)	7
	≤ 5 gal	25	30	STD u OG	RS o RR	0,30	3000	Una línea nivel de por medio, comenzando sobre el primer nivel de almacenamiento	(2),(7)	8
IIIB	≤ 5 gal	40	50	STD u OG	RS o RR	0,30	2000	Una línea nivel de por medio, comenzando sobre el primer nivel de almacenamiento	(2),(6)	9
IB, IC, II o IIIA	> 5 gal ≤ 60 gal	25	30	OG u OEG	RS	0,60	3000	Una línea nivel de por medio, comenzando sobre el primer nivel de almacenamiento	(2)	10
IIIB	> 5 gal ≤ 60 gal	40	50	STD u OG	RS	0,30	3000	Una línea nivel de por medio, comenzando sobre el primer nivel de almacenamiento	(2),(6)	11
IB, IC, II o IIIA	Tanques portátiles	25	30	OG u OEG	RS	0,60	3000	Todos los niveles	(4)	12
IIIB	Tanques portátiles	40	50	OG	RS	0,30	3000	Una línea nivel de por medio, comenzando sobre el primer nivel de almacenamiento	(4)	13

Unidades del SI: 1 gal = 3,8L; 1 pie = 0,3m; 1 pie² = 0,093m²; 1 gpm/pie² = 40,7 Lpm/m².

¹ Se prefieren los rociadores con orificios mayores cuando se los instala de acuerdo con la norma NFPA 13, *Norma para la instalación de sistemas de rociadores*. STD = Orificio standard; OG = Orificio grande; OEG = Orificio extra grande.

² RS = Respuesta standard; RR = Respuesta rápida. Si los dos están listados, se prefiere RR.

³ Rociadores de techo de alta temperatura.

⁴ Ver Apéndice D-2, Tabla 4-8.2(a), para referencias a los ensayos de incendio sobre los que se basan los criterios de protección indicados en esta tabla.

NOTAS:

- 6 pies ancho máximo estanterías doble hilera.
- Espaciar los rociadores instalados en las estanterías con sus centros separados un máximo de 9 pies en trespelillo vertical. Basar el diseño en 30 gpm por rociador, con un grupo de los 6 rociadores hidráulicamente más remotos operando en cada uno de los tres niveles superiores, u ocho rociadores hidráulicamente más remotos si sólo hay un nivel. Los rociadores son STD u OG, RS, temperatura de operación de 165°F, con pantallas.
- Usar rociadores de techo con OEG tipo colgantes.
- Espaciar los rociadores instalados en las estanterías con sus centros separados un máximo de 9 pies en trespelillo vertical, 30 gpm por rociador, STD, OG, RR o RS, con pantallas, 165°F, seis rociadores hidráulicamente más remotos operando en cada nivel (tres niveles superiores). Ocho rociadores operando si sólo hay un nivel.
- Protección para exhibición en estanterías sin embalaje o no sólida hasta 6½ pies y almacenamiento superior en estibas sobre estanterías, material de las estanterías, malla de alambre abierta, o listones de madera de 2 pulg. x 6 pulg., espaciados al menos 2 pulg.
- Se usará una densidad de 0,60 gpm/pie² si existe más de un nivel de almacenamiento sobre el nivel superior de los rociadores instalados en las estanterías (OG u OEG para los rociadores de techo).
- Se usará una densidad de 0,60/2000 pies² si existe más de un nivel de almacenamiento sobre el nivel superior de rociadores instalados en las estanterías (OG u OEG para los rociadores de techo).

Tabla 4-8.2(b) - Protección mediante rociadores de agua

Almacenamiento a granel o en estibas

Recipientes metálicos

(Para líquidos no miscibles o líquidos miscibles con concentraciones de líquidos inflamables > 50%)

Recipientes no aliviadores									
Clase de líquido	Tamaño y disposición de recipientes	Máx. altura de almacen. (pies)	Máx. altura techo (pies)	Techo			Área de diseño (pies ²) ¹	Notas	Ref. ensayo de incendio ⁴
				Tipo de rociador Orificio ¹	Respuesta ²	Densidad (gpm/pie ²)			
IB, IC, II, o IIIA	≤ 5 gal	4	18	STD u OG	RS o RR	0,21	1500	(1)	1
	≤ 5 gal	5	18	STD u OG	RS o RR	0,30	3000		2
	≤ 5 gal	6 ½	30	OG u OEG	RR	0,45	3000		3
	> 5 gal ≤ 60 gal	5 (1 fila)	18	OG u OEG	RS	0,40	3000		4
IIIB	≤ 5 gal	18	30	STD u OG	RS o RR	0,25	3000		5
	> 5 gal ≤ 60 gal	10 (3 filas)	20	STD u OG	RS	0,25	3000		6
		18	30	STD u OG	RS	0,35	3000		7
Recipientes aliviadores									
IB, IC, II, o IIIA	≤ 5 gal	12	30	OEG	RR	0,60	3000	(2), (3)	8
	> 5 gal ≤ 60 gal	5 (1 fila)	30	OG u OEG	RS	0,40	3000		9
	> 5 gal ≤ 60 gal	6 ½ (2 filas)	30	OG u OEG	RS	0,60	3000	(4)	10
IIIB	≤ 5 gal	18	30	STD u OG	RS o RR	0,25	3000		11
	> 5 gal ≤ 60 gal	10 (3 filas)	20	STD u OG	RS	0,25	3000		12
		18	30	STD u OG	RS	0,35	3000		13
IB, IC, II, o IIIA	Tanques portátiles	1 fila	30	STD u OG	RS	0,30	3000		14
		2 filas	30	OG u OEG	RS	0,60	5000		15
IIIB	Tanques portátiles	1 fila	30	STD u OG	RS	0,25	3000		16
		2 filas	30	OG u OEG	RS	0,50	3000		17

Unidades del SI: 1 gal = 3,8L; 1 pie = 0,3m; 1 pie² = 0,093m²; 1 gpm/pie² = 40,7 Lpm/m².¹ Se prefieren los rociadores con orificios mayores cuando se los instala de acuerdo con la norma NFPA 13, Norma para la instalación de sistemas de rociadores.

STD = Orificio standard; OG = Orificio grande; OEG = Orificio extra grande.

² RS = Respuesta standard; RR = Respuesta rápida. Si los dos están listados, se prefiere RR.³ Rociadores de techo de alta temperatura.⁴ Ver Apéndice D-2, Tabla 4-8.2(b), para referencias a los ensayos de incendio sobre los que se basan los criterios de protección indicados en esta tabla.

NOTAS:

1. Demanda mínima chorro de manguera 250 gpm para 2 horas.
2. Los rociadores también se pueden calcular hidráulicamente para proporcionar una densidad de 0,80 gpm/pie² sobre 1000 pies².
3. Usar rociadores de techo con OEG tipo colgantes.
4. Barriles o tambores colocados sobre estibas con ranuras abiertas, sin relleno protector, para permitir el alivio de la presión de los tambores ubicados en los niveles inferiores.

Tabla 4-8.2(c) - Protección mediante rociadores de agua-espuma
Estanterías de uno o dos estantes
Recipientes metálicos
(Para líquidos no miscibles o líquidos miscibles con concentraciones de líquidos inflamables > 50%)

Recipientes no aliviadores										
Clase de líquido	Tamaño y disposición de recipientes	Máx. altura de almacen. (pies)	Máx. altura techo (pies)	Techo			Protección mediante rociadores en las estanterías	Notas	Ref. ensayo de incendio ¹	
				Orificio ¹	Respuesta ²	Densidad (gpm/pie ²)				Área de diseño (pies ²) ³
IB, IC, II, o IIIA	≤ 5 gal	25	30	STD u OG	RS o RR	0,30	2000	Todos los niveles	(1), (2)	1
	> 5 gal ≤ 60 gal	25	30	STD u OG	RS	0,30	3000	Todos los niveles	(1), (3)	2
IIIB	≤ 60 gal	40	50	STD u OG	RS	0,30	2000	Una línea nivel de por medio, comenzando sobre el primer nivel de almacenamiento	(1)	3
Recipientes aliviadores										
IB, IC, II, o IIIA	≤ 5 gal	25	30	STD u OG	RS o RR	0,30	2000	Una línea nivel de por medio, comenzando sobre el primer nivel de almacenamiento	(1), (2)	4
	> 5 gal ≤ 60 gal y tanques portátiles	25	30	STD u OG	RS	0,30	3000	Una línea nivel de por medio, comenzando sobre el primer nivel de almacenamiento	(1), (3)	5
IIIB	≤ 60 gal	40	50	STD u OG	RS	0,30	2000	Una línea nivel de por medio, comenzando sobre el primer nivel de almacenamiento	(1)	6

Unidades del SI: 1 gal = 3,8L; 1 pie = 0,3m; 1 pie² = 0,093m²; 1 gpm/pie² = 40,7 Lpm/m².

¹ Se prefieren los rociadores con orificios mayores cuando se los instala de acuerdo con la norma NFPA 13, *Norma para la instalación de sistemas de rociadores*. STD = Orificio standard; OG = Orificio grande; OEG = Orificio extra grande.

² RS = Respuesta standard; RR = Respuesta rápida. Si los dos están listados, se prefiere RR.

³ Rociadores de techo de alta temperatura.

⁴ Ver Apéndice D-2, Tabla 4-8.2(c), para referencias a los ensayos de incendio sobre los que se basan los criterios de protección indicados en esta tabla.

NOTAS:

1. Espaciar los rociadores instalados en las estanterías con sus centros separados un máximo de 9 pies, en tresbolillo vertical. Basar el diseño en 30 gpm por rociador, con 6 rociadores hidráulicamente más remotos operando en cada uno de los tres niveles superiores. Los rociadores son STD u OG, RS o RR, temperatura de operación de 165°F, con pantallas. El diseño hidráulico se puede reducir a tres rociadores operando por cada nivel - tres niveles operando simultáneamente cuando se use un sistema de espuma y agua precebado instalado de acuerdo con la norma NFPA 16A, *Norma para Sistemas Rociadores de Espuma y Agua de Rociadores Cerrados*, y mantenido de acuerdo con la norma NFPA 25, *Norma para la Inspección, Ensayo y Mantenimiento de los sistemas de Protección contra Incendio a Base de Agua*.

2. El área de diseño se puede reducir a 1500 pies² si se emplea un sistema de espuma y agua precebado instalado de acuerdo con la norma NFPA 16A y mantenido de acuerdo con la norma NFPA 25.

3. El área de diseño se puede reducir a 2000 pies² si se emplea un sistema de espuma y agua precebado instalado de acuerdo con la norma NFPA 16A y mantenido de acuerdo con la norma NFPA 25.

Tabla 4-8.2(d) - Protección mediante rociadores de agua-espuma
Almacenamiento a granel o en estibas
Recipientes metálicos
(Para líquidos no miscibles o líquidos miscibles con concentraciones de líquidos inflamables > 50%)

Recipientes no aliviadores										
Clase de líquido	Tamaño y disposición de recipientes	Máx. altura de almacen. (pies)	Máx. altura techo (pies)	Techo			Notas	Ref. ensayo de incendio ¹		
				Orificio ¹	Respuesta ²	Densidad (gpm/pie ²)			Área de diseño (pies ²) ³	
IB, IC, II, o IIIA	≤ 5 gal en cajas de cartón	11	30	OG u OEG	RS o RR	0,40	3000	(2)	1	
	≤ 5 gal sin cajas de cartón	12	30	STD u OG	RS o RR	0,30	3000	(2)	2	
	> 5 gal ≤ 60 gal	5 (1 fila)	30	STD u OG	RS	0,30	3000		3	
Recipientes aliviadores										
IB, IC, II, o IIIA	> 5 gal ≤ 60 gal	6 ½ (2 filas)	30	STD u OG	RS	0,30	3000	(1)	4	
	Tanques portátiles	2 filas máx.	30	STD u OG	RS	0,30	3000		5	

Unidades del SI: 1 gal = 3,8L; 1 pie = 0,3m; 1 pie² = 0,093m²; 1 gpm/pie² = 40,7 Lpm/m².

¹ Se prefieren los rociadores con orificios mayores cuando se los instala de acuerdo con la norma NFPA 13, *Norma para la instalación de sistemas de rociadores*. STD = Orificio standard; OG = Orificio grande; OEG = Orificio extra grande.

² RS = Respuesta standard; RR = Respuesta rápida. Si los dos están listados, se prefiere RR.

³ Rociadores de techo de alta temperatura.

⁴ Ver Apéndice D-2, Tabla 4-8.2(d), para referencias a los ensayos de incendio sobre los que se basan los criterios de protección indicados en esta tabla.

NOTAS:

1. Barriles o tambores colocados sobre estibas con ranuras abiertas, sin relleno protector, para permitir el alivio de la presión de los tambores ubicados en los niveles inferiores.

2. El área de diseño puede reducirse a 2000 pies² si se emplea un sistema de espuma y agua precebado instalado de acuerdo con la norma NFPA 16A, *Norma para Sistemas Rociadores de Espuma y Agua de Rociadores Cerrados*, y mantenido de acuerdo con la norma NFPA 25, *Norma para la Inspección, Ensayo y Mantenimiento de los sistemas de Protección contra Incendio a Base de Agua*.

**Tabla 4-8.2(e) - Protección mediante rociadores de agua
Esteras de marco abierto de uno, dos o múltiples estantes
Recipientes plásticos en cajas de cartón corrugado
(Para líquidos no miscibles o miscibles con concentraciones de líquidos inflamables > 50%)**

Clase de líquido	Tamaño y disposición de recipientes	Máx. altura de almacen. (pies)	Máx. altura techo (pies)	Techo			Protección mediante rociadores en las estanterías	Ref. ensayo de incendio ¹	
				Tipo de rociador ¹	Densidad (gpm/pie ²)	Área de diseño (pies ²) ¹			
IIIB	≤ 5 gal	Ilimitada	Ilimitada	STD, OG, OEG, gota grande o STRR	0,20	3000	<p>Esteras de dos estantes: Tres líneas por nivel con deflectores no más de 9 pulg. Debajo de cada barrera y no menos de 6 pulg. por encima de la parte superior del almacenamiento. Debe ubicarse una línea de rociadores en el espacio de flujo longitudinal y una línea de rociadores en cada cara de las estanterías.</p> <p>Esteras de múltiples estantes: Proteger según lo descrito para las estanterías de dos estantes, excepto que haya un rociador ubicado en cada intersección de flujo longitudinal y transversal, así como en las caras de las estanterías.</p> <p>Esteras de un estante (hasta 5 pies de ancho): Proteger usando una barrera encima de la segunda fila de almacenamiento con una única línea de rociadores instalados en los estantes a lo largo del centro del estante. Los rociadores deben espaciarse entre 4 pies y 5 pies, en cada flujo transversal. Como método alterno, para estanterías de un único estante que sólo se cargarán desde uno de sus lados, los rociadores en las estanterías podrán instalarse debajo de la barrera en cada montante, en la cara de la estantería del lado del cual se cargará el estante. Sobre la cara opuesta, los rociadores se instalarán en el flujo transversal, centrados entre los montantes de la estantería.</p>	(1), (2), (3), (4), (5)	1

Unidades del SI: 1 gal = 3,8L; 1 pie = 0,3m; 1 pie² = 0,093m²; 1 gpm/pie² = 40,7 Lpm/m²; 1 pulg. = 2,5 cm.

¹ STD = Orificio standard; OG = Orificio grande; OEG = Orificio extra grande; STRR = Supresión temprana - Respuesta rápida.

² Ver Apéndice D-2, Tabla 4-8.2(e), para referencias a los ensayos de incendio sobre los que se basan los criterios de protección indicados en esta tabla.

NOTAS:

1 El diseño del sistema de rociadores de techo debe basarse en la demanda de la ocupación circundante o el diseño mínimo según lo expresado, el que resulte mayor. Si el almacenamiento de líquidos Clase IIIB no cubre la totalidad de la altura de la estantería, la protección para las demás mercaderías almacenadas sobre la barrera debe estar de acuerdo con la norma apropiada y basada en la altura de almacenamiento de las otras mercaderías.

2 Instalar barreras de madera laminada (mínimo 3/8 pulg.) o metal laminado (mínimo 22 gal) dentro de la estantería a intervalos verticales de aproximadamente 10 pies (máximo 12 pies, incluso encima del nivel superior del almacenamiento de líquidos Clase IIIB). Las barreras deben ser sólidas y continuas excepto en los montantes de las estanterías en donde se permite una discontinuidad de 12 pulg., suponiendo un espaciamiento mínimo de 8 pies entre los montantes de la estantería. Para los líquidos Clase IIIB que poseen un punto de inflamación de copa cerrada ≥ 450°F (232°C) no es necesaria la barrera horizontal.

3 Deben ubicarse rociadores de flujo longitudinal en cada flujo transversal entre cargas de estibas (con sus centros separados aproximadamente 4 pies a 5 pies). Los rociadores de las caras deben ubicarse en el flujo transversal en los montantes de la estantería con una separación máxima entre sus centros de 10 pies. Si la distancia entre los centros de los montantes es superior a 10 pies, ubicar los rociadores de las caras centrados entre los montantes y sobre los montantes. Los rociadores en las estanterías deben ser de respuesta rápida, con orificios grandes con escudos o pantallas, 165°F (74°C), 57 gpm por rociador, seis rociadores más remotos (tres en dos líneas), si sólo hay un nivel de barrera horizontal; u ocho rociadores más remotos (cuatro en dos líneas), si hay dos o más niveles de barreras horizontales.

4 La demanda de los rociadores de techo no debe incluirse en el cálculo hidráulico de los rociadores instalados en las estanterías. La demanda de agua en el punto de suministro debe calcularse independientemente para los rociadores de las estanterías y los rociadores de techo, y adoptarse la mayor demanda.

5 Si hay vanos adyacentes de estanterías no dedicadas al almacenamiento de líquidos Clase IIIB, la barrera y la protección mediante rociadores instalados en las estanterías debe extenderse al menos un vano de estanterías (aproximadamente 8 pies) más allá del almacenamiento de líquidos Clase IIIB. Además, debe instalarse una barrera vertical de madera laminada u otro material aislante similar en ambos extremos del almacenamiento de líquidos Clase IIIB. La barrera vertical debe abarcar la totalidad del ancho de la estantería y debe encastrar perfectamente con todas las barreras horizontales. La luz en las caladuras tanto para las tuberías de los rociadores instalados en las estanterías como para los miembros horizontales de las estanterías no deberá exceder las 3 pulg.

Tabla 4-8.2(f) - Protección mediante rociadores de agua
Almacenamiento en entrepaños
Recipientes metálicos

(Para líquidos no miscibles o líquidos miscibles con concentraciones de líquidos inflamables > 50%)

Clase de líquido	Tamaño y disposición de recipientes	Máx. altura de almacen. (pies)	Máx. altura techo (pies)	Techo			Notas	Ref. ensayo de incendio ⁴	
				Tipo de rociador Orificio ¹	Densidad (gpm/pie ²)	Área de diseño (pie ²) ³			
IB, IC, II, o III	≤ 1 gal	6	18	STD u OG	RS o RR	0,19	1500	(1), (2)	1

Unidades del SI: 1 gal = 3.8L; 1 pie = 0,3m; 1 pie² = 0,093m²; 1 gpm/pie² = 40,7 Lpm/m².

¹ Se prefieren los rociadores con orificios mayores cuando se los instala de acuerdo con la norma NFPA 13, *Norma para la instalación de sistemas de rociadores*.
STD = Orificio standard; OG = Orificio grande.

² RS = Respuesta standard; RR = Respuesta rápida. Si los dos están listados, se prefiere RR.

³ Rociadores de techo de alta temperatura.

⁴ Ver Apéndice D-2, Tabla 4-8.2(f), para referencias a los ensayos de incendio sobre los que se basan los criterios de protección indicados en esta tabla

NOTAS:

1. Protección para estantes tipo "góndola" con anaqueles de 2 pies de profundidad por lado.
2. Mínima demanda para chorros de mangueras de 250gpm por 2 horas.

(c) Deben mantenerse un espacio libre vertical no menor a 6 pulg. entre el deflector de los rociadores y la parte superior de la última fila del almacenamiento.

(d) La descarga de los rociadores no debe estar obstruida por los miembros estructurales horizontales de las estanterías.

(e) Deben mantenerse espacios de flujo longitudinales y transversales no menor a 6 pulg. (15cm) entre cada carga en las estanterías.

4-8.2.2 Los rociadores de techo deben instalarse de acuerdo con la norma NFPA 13, *Norma para la instalación de sistemas de rociadores*, y es permitido que tengan los siguientes espaciamientos máximos entre rociadores:

- (a) Líquidos Clase I, II y IIIA: 100 pies² por rociador;
- (b) Líquidos Clase IIIB: 120 pies² por rociador.

4-8.2.3 Los sistemas de protección diseñados y desarrollados en base a ensayos de incendio a escala real efectuados en instalaciones de ensayo aprobadas son considerados una alternativa aceptable para los criterios de protección establecidos en esta sección. Dichos sistemas de protección alternativos deben ser aprobados por la autoridad competente.

4-8.2.4 Los sistemas de protección contra incendio en base al agua deben inspeccionarse, ensayarse y mantenerse de acuerdo con la norma NFPA 25, *Norma para la Inspección, Ensayo y Mantenimiento de los Sistemas de Protección contra Incendio a Base de Agua*.

4-8.2.5 Las alturas de techo dadas en las Tablas 4-8.2(a) a 4-8.2(f) pueden incrementarse como máximo un 10 por ciento si se aumenta un porcentaje equivalente la densidad de diseño de los rociadores de techo.

4-8.2.6 Los sistemas de rociadores de espuma de baja expansión y agua deben diseñarse e instalarse de acuerdo con la norma NFPA 16A, *Norma para Sistemas de Rociadores Cerrados de Espuma y Agua*. El sistema debe tener al menos 15 minutos de concentrado de espuma, en base a la tasa de flujo de diseño requerida.

4-8.3 Otros Sistemas Automáticos de Protección contra Incendio. Es permitido utilizar sistemas alternativos de protección contra incendio, tales como sistemas automáticos rociadores de agua, sistemas automáticos de niebla de agua, sistemas de extinción mediante agentes químicos secos,

configuraciones alternativas del sistema de rociadores, o sistemas combinados, si la autoridad competente lo autoriza. Dichos sistemas alternativos deben diseñarse e instalarse de acuerdo con la norma NFPA correspondiente y con las recomendaciones del fabricante para el sistema(s) seleccionado.

4-8.4 Extintores de Incendio Portátiles y Mangueras. En los sitios donde se almacenen líquidos debe proveerse extintores de incendio portátiles y mangueras previamente conectadas, ya sean mangueras de incendio revestidas de 1½ pulg. o mangueras de caucho duro de 1 pulg. Si se utiliza una manguera de incendio revestida de 1½ pulg., ésta debe instalarse de acuerdo con la norma NFPA 14, *Norma para la Instalación de Sistemas de Hidrantes y Mangueras*.

4-8.4.1 Los extintores de incendio portátiles deben cumplir los siguientes requisitos:

(a) Debe ubicarse por lo menos un extintor de incendio portátil que posea una capacidad extintora no inferior a 40:B afuera de las puertas que abran hacia un área interior para almacenamiento de líquidos, pero a no más de 10 pies (3 m) de dichas puertas.

(b) Debe ubicarse por lo menos un extintor de incendio portátil que posea una capacidad extintora no inferior a 40:B a 30 pies (9 m) o menos de cualquier área para almacenamiento de líquidos Clase I o Clase II ubicada fuera de un área interior para almacenamiento de líquidos o de una bodega de líquidos.

Excepción: Una alternativa aceptable consiste en por lo menos un extintor de incendio portátil que posea una capacidad extintora de 80:B ubicado a 50 pies (15 m) o menos de dichas áreas de almacenamiento.

4-8.4.2 Las mangueras deben cumplir los siguientes requisitos:

(a) En depósitos para propósitos generales protegidos y en áreas protegidas para almacenamiento de líquidos, las conexiones de las mangueras deben proveerse según sea apropiado.

(b) El suministro de agua para las mangueras debe ser suficiente para satisfacer la demanda de sistemas fijos para protección contra incendio más un total de al menos 500 gpm para las mangueras interiores y exteriores.

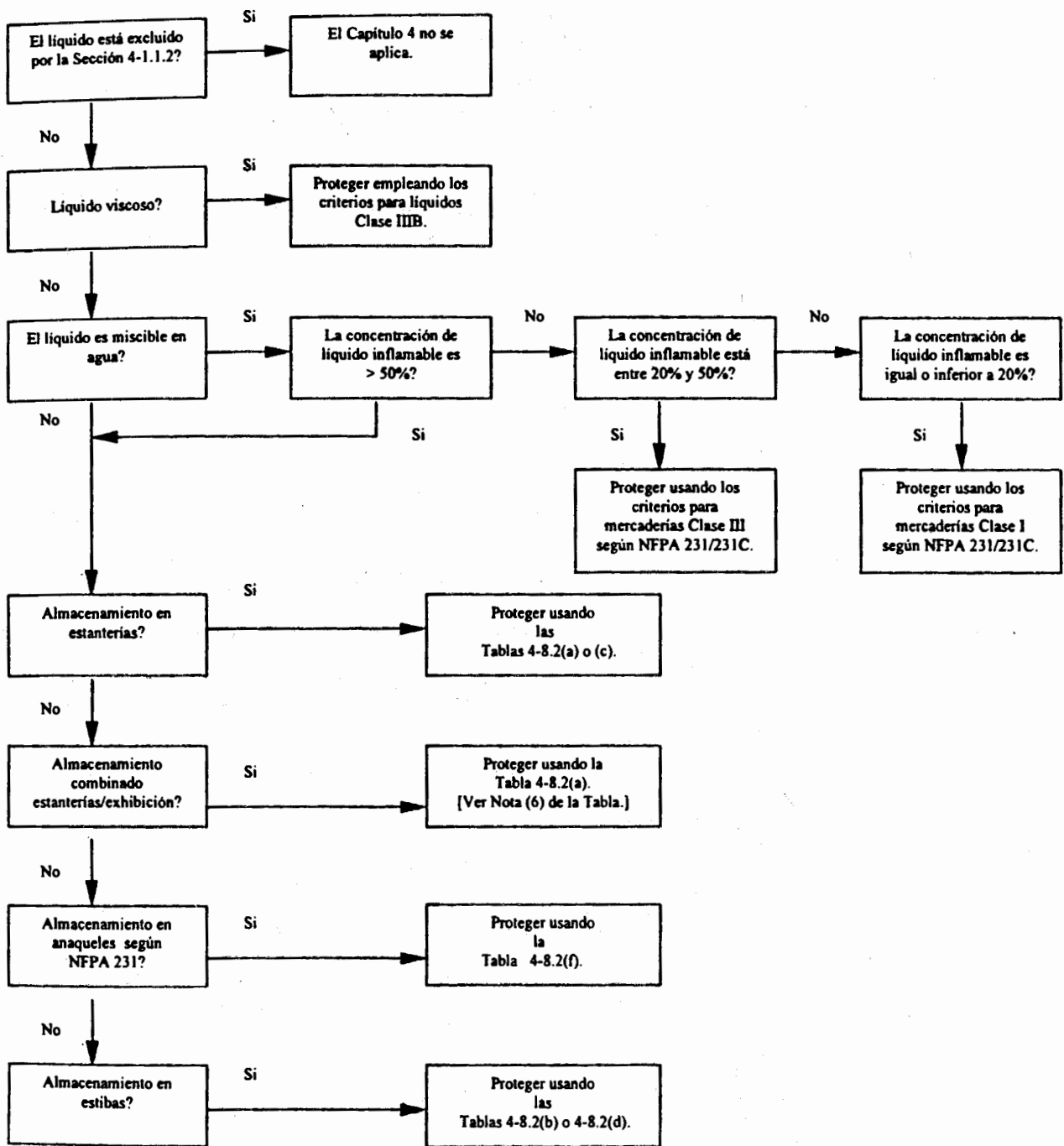


Figura 4-8.2(a) Árbol de Decisiones para Criterios de Protección contra Incendio para Contenedores Metálicos.

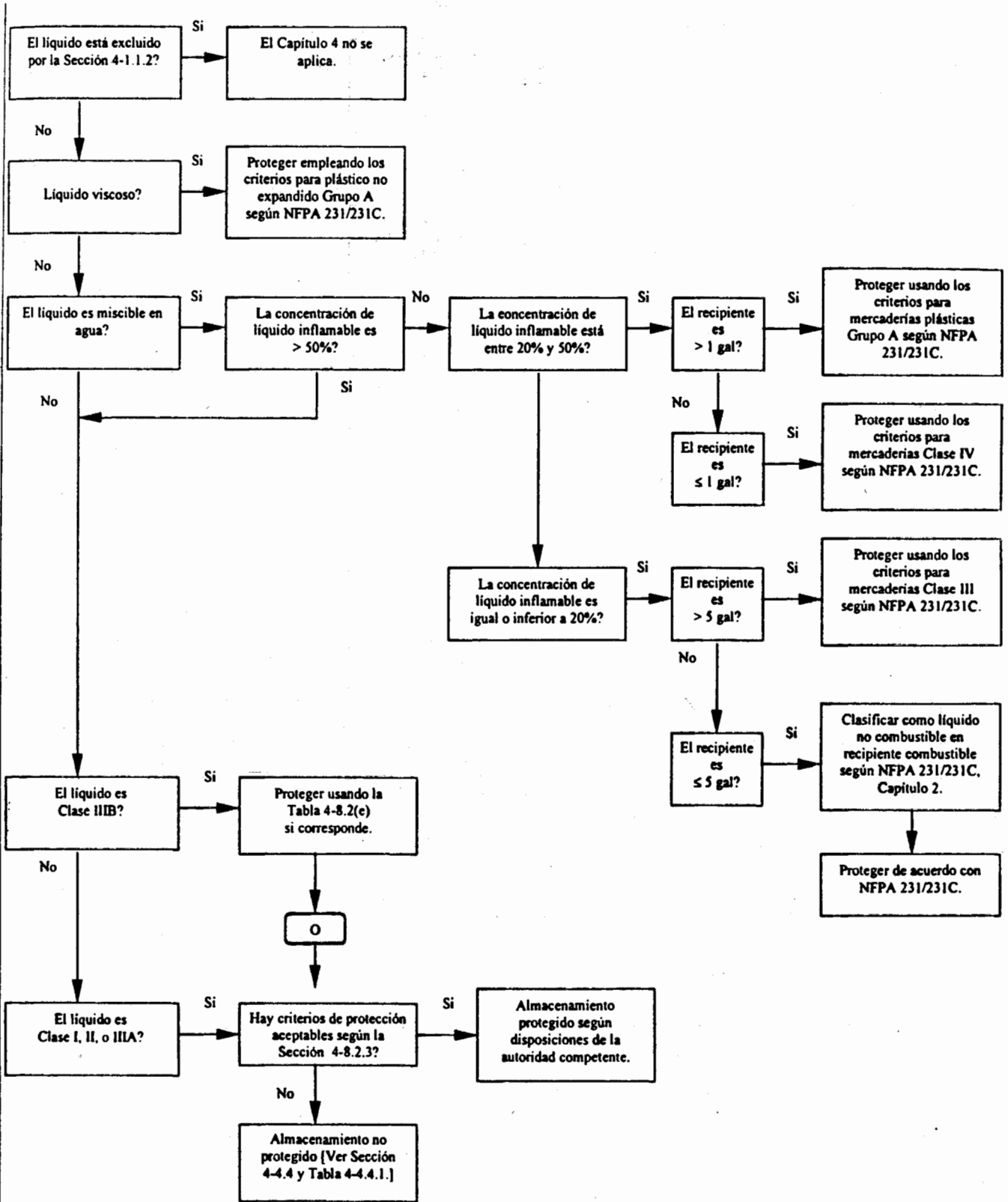


Figura 4-8.2(b) - Árbol de decisión para los criterios de protección contra incendios de los recipientes de plástico/cartón de fibra.

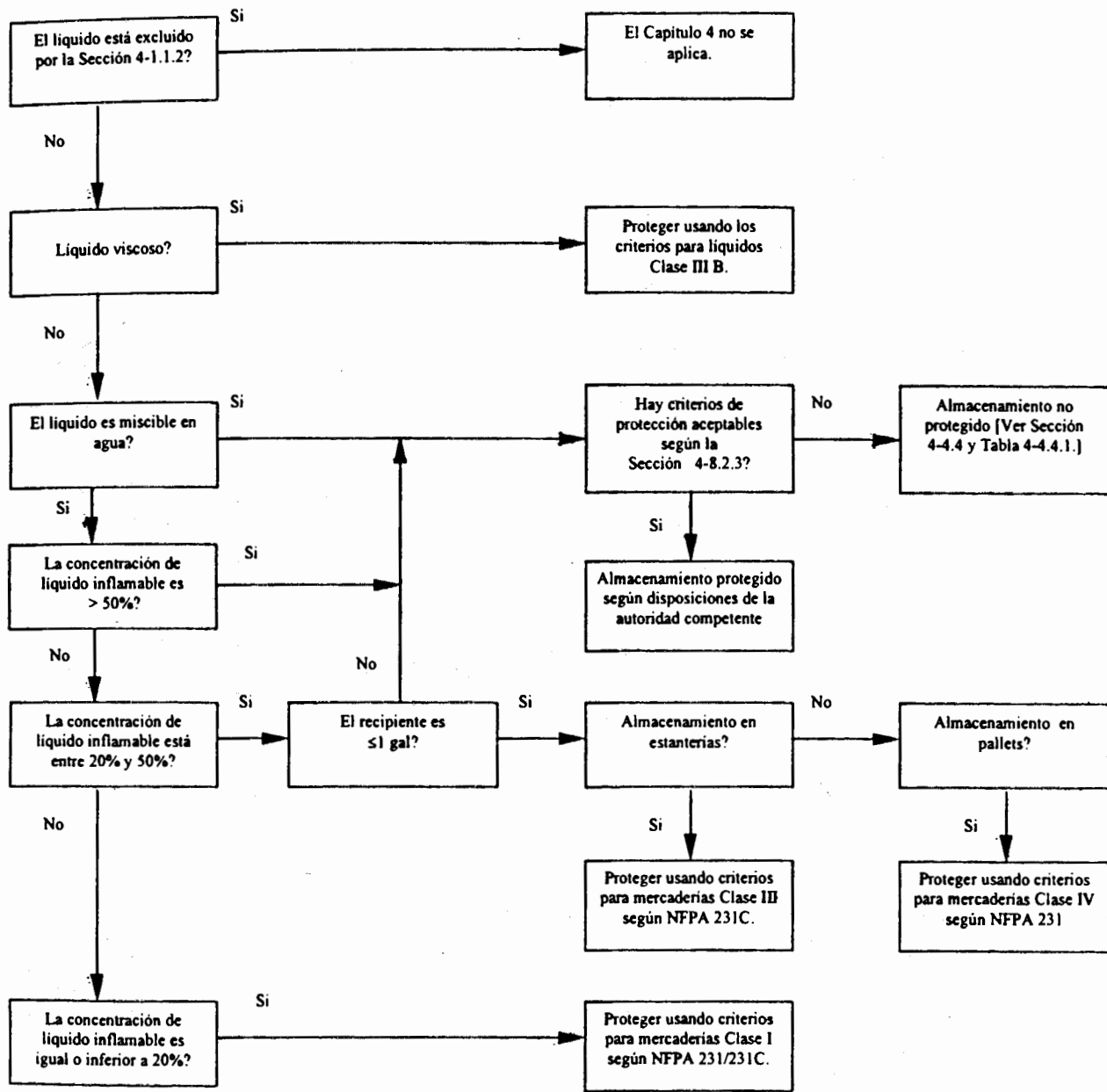


Figura 4-8.2(c) Árbol de decisión para los criterios de protección contra incendios de los recipientes de vidrio.

Excepción: Según lo especificado de otro modo en las Tablas 4-8.2(a) a 4-8.2(f).

4-8.5 Control de las Fuentes de Ignición. Deben tomarse precauciones para impedir la ignición de los vapores inflamables. Las fuentes de ignición incluyen, pero no están limitadas a: llamas abiertas; rayos; fumar; corte y soldadura; fuentes de calor; calor friccional; electricidad estática; chispas eléctricas o mecánicas; calentamiento espontáneo, incluyendo las reacciones químicas que producen calor; y calor radiante.

4-8.5.1* Los materiales que reaccionan con el agua, tal como se describe en la Norma NFPA 704, *Sistema Normalizado para la Identificación de los Riesgos de Incendio de Materiales para Propósitos de Emergencia*, no deben almacenarse en la misma área con los otros líquidos.

4-8.5.2 Los camiones o autoelevadores industriales eléctricos para mover líquidos Clase I deben seleccionarse, operarse y mantenerse de acuerdo con la norma NFPA 505, *Norma para la Seguridad contra Incendios para Camiones Industriales Eléctricos Incluyendo Designación de Tipos, Áreas para su Empleo, Mantenimiento y Operación*.

Capítulo 5 Operaciones

5-1 Alcance.

5-1.1 Este capítulo aplica a las operaciones que involucran el uso o manipuleo de líquidos ya sea como actividad principal o complementaria, excepto lo cubierto en otras secciones de este código o en otras normas NFPA.

5-1.2 Los requisitos de este capítulo se relacionan con el control de los peligros de incendio que involucran líquidos. Estos requisitos pueden no proporcionar protección adecuada para las operaciones que involucran materiales peligrosos o reacciones químicas, ni considerar los riesgos a la salud que puedan provocar la exposición a dichos materiales.

5-1.3 Los requisitos de este capítulo no deben prohibir el uso de tanques móviles juntamente con el despacho de líquidos inflamables o combustibles a los tanques de combustible de los equipos motorizados al aire libre en predios que no son accesibles para el público. Dichos usos sólo deben ser autorizados por la autoridad competente.

5-2 Generalidades. Las operaciones de procesamiento de líquidos deben ubicarse y ser operadas de manera que no constituyan un riesgo de incendio o explosión significativo para la seguridad personal, para la propiedad de terceros, o para los edificios o instalaciones importantes dentro de la misma planta. Los requisitos específicos dependen del riesgo inherente a las operaciones mismas, incluyendo los líquidos procesados, las presiones y temperaturas de operación, y la capacidad de controlar los escapes de líquidos o vapores o los incidentes de incendio que pudieran producirse. La interrelación de los diversos factores involucrados debe basarse en buenas prácticas de ingeniería y administración, para establecer requisitos físicos y de operación adecuados.

5-2.1 Los requisitos para las operaciones específicas están cubiertos por las Secciones 5-3 a 5-8. Los requisitos para los procedimientos y prácticas para prevenir incendios, proteger contra incendios y controlar incendios en estas operaciones

están cubiertos por las Secciones 5-9 a 5-12 y deben aplicarse según sea adecuado.

5-3 Diseño de las Instalaciones.

5-3.1 Alcance. Esta sección aplica a las operaciones en las cuales el manipuleo y uso de los líquidos constituye una actividad principal. Esta sección no se aplica a las operaciones en las cuales el manipuleo y uso de los líquidos es una operación complementaria de la actividad principal. (Ver Sección 5-5, *Operaciones complementarias*.)

5-3.2 Ubicación. Los recipientes y equipos de procesamiento deben ubicarse de acuerdo con los requisitos de esta subsección.

5-3.2.1 Los recipientes de procesamiento y los edificios que albergan dichos recipientes de procesamiento deben ubicarse de manera tal que un incendio que involucre a los recipientes no constituya un riesgo de exposición para las otras ocupaciones. La distancia mínima entre un recipiente de procesamiento y un lindero sobre el cual existen o puedan existir construcciones, incluyendo el lado opuesto de una vía pública, al borde más cercano de una vía pública, o al edificio importante más cercano ubicado en la misma propiedad debe:

(a) Cumplir con la Tabla 5-3.2.1, o

(b) Determinarse mediante una evaluación del proceso basada en la ingeniería, seguida por la aplicación de sólidos principios de la ingeniería de procesos y protección contra incendio.

Excepción: Cuando los recipientes de procesamiento estén ubicados dentro de un edificio y el muro exterior que enfrenta la exposición (lindero de la propiedad adyacente sobre el cual existen o puedan existir construcciones o edificio importante más cercano ubicado en la misma propiedad) esté a más de 25 pies (7,6m) de la exposición y sea un muro liso con una resistencia al fuego de no menos de 2 horas, se podrán obviar las distancias superiores requeridas por la Tabla 5-3.2.1. Si el muro exterior es un muro liso con una resistencia al fuego de no menos de 4 horas, es permitido obviar todas las distancias requeridas por la Tabla 5-3.2.1.

5-3.2.2 Cuando se manejen líquidos Clase IA o líquidos inestables de cualquier clase, los muros expuestos deben tener una resistencia a las explosiones de acuerdo con las buenas prácticas de la ingeniería. (Ver 5-3.3.7 para información sobre el alivio en caso de explosiones del resto de los muros del edificio.)

5-3.2.3* Los demás equipos para el procesamiento de líquidos, tales como bombas, calentadores, filtros, intercambiadores, etc. no deben ubicarse a menos de 25 pies (7,6m) de los linderos sobre los cuales existan o puedan llegar a existir construcciones ni del edificio importante más cercano ubicado en la misma propiedad que no forme parte integral del proceso. Este requisito sobre el espaciamiento puede obviarse cuando las exposiciones están protegidas según lo descrito en 5-3.2.1.

5-3.2.4 Los equipos de procesamiento que manejan líquidos inestables deben separarse de las instalaciones no relacionadas de la planta que usen o manipulen líquidos, ya sea mediante un espacio libre de 25 pies (7,6m) o mediante un muro cuya resistencia al fuego no sea inferior a 2 horas. El muro también debe tener una resistencia a las explosiones acorde con las buenas prácticas de la ingeniería.

Tabla 5-3.2.1 - Ubicación de los recipientes de procesamiento con respecto a los linderos y edificios importantes más cercanos ubicados en la misma propiedad cuando existe protección de exposiciones

Capacidad máxima de operación del recipiente (gal)	Mínima distancia desde el lindero sobre el cual existen o puedan existir construcciones, incluyendo el lado opuesto de una vía pública (pies)				Mínima distancia desde el lado más próximo de una vía pública o desde el edificio importante más cercano ubicado en la misma propiedad que no forme parte integral del proceso (pies)			
	Líquido estable		Líquido inestable		Líquido estable		Líquido inestable	
	Alivio de emergencia		Alivio de emergencia		Alivio de emergencia		Alivio de emergencia	
	No superior a 2,5 lb/pulg ² manom.	Superior a 2,5 lb/pulg ² manom.	No superior a 2,5 lb/pulg ² manom.	Superior a 2,5 lb/pulg ² manom.	No superior a 2,5 lb/pulg ² manom.	Superior a 2,5 lb/pulg ² manom.	No superior a 2,5 lb/pulg ² manom.	Superior a 2,5 lb/pulg ² manom.
275 o menos	5	10	15	20	5	10	15	20
276 a 750	10	15	25	40	5	10	15	20
751 a 12.000	15	25	40	60	5	10	15	20
12.001 a 30.000	20	30	50	80	5	10	15	20
30.001 a 50.000	30	45	75	120	10	15	25	40
50.001 a 100.000	50	75	125	200	15	25	40	60
Más de 100.000	80	120	200	300	25	40	65	100

Unidades del SI: 1 gal = 3,8L; 1 pie = 0,3m; 1 lb/pulg² manom. = presión manométrica de 6,9 kPa.

NOTA: Duplicar todas estas distancias si no existe protección de exposiciones.

5-3.2.5 Todas las unidades de procesamiento o edificios que alberguen equipos para el procesamiento de líquidos deben ser accesibles desde al menos uno de sus lados, para permitir la lucha y el control de incendios.

5-3.3 Construcción.

5-3.3.1* La construcción de los edificios o estructuras donde se procesen líquidos debe ser resistente al fuego o no combustible, excepto que esté permitido emplear construcciones combustibles si se instalan rociadores automáticos o una protección equivalente, sujeto a la aprobación de la autoridad competente.

5-3.3.2* Los apoyos portantes de los edificios y los apoyos portantes de los recipientes y equipos de procesamiento capaces de liberar cantidades apreciables de líquidos que puedan provocar un incendio de intensidad y duración suficientes para causar daños sustanciales a la propiedad estarán protegidos mediante uno o más de los siguientes:

- Drenaje hacia una ubicación segura para impedir que los líquidos se acumulen debajo de los recipientes o equipos,
- Construcción resistente al fuego,
- Revestimientos o sistemas protectores resistentes al fuego,
- Sistemas rociadores de agua diseñados e instalados de acuerdo con la norma NFPA 15, *Norma para los Sistemas Fijos Pulverizadores de Agua para Protección contra Incendio*, o
- Otros medios alternativos aceptables para la autoridad competente.

5-3.3.3 No se deben manipularse ni usarse líquidos Clase I en sótanos. Cuando se manipulen o utilicen líquidos Clase I por encima del nivel de piso dentro de edificios con sótanos o fosas cerradas hacia las cuales pueden desplazarse los vapores inflamables, dichas áreas debajo del nivel de piso deben equiparse con ventilación mecánica diseñada para impedir la acumulación de vapores inflamables. Debe proveerse medios para impedir que los líquidos derramados escurran hacia los sótanos.

5-3.3.4* Debe permitirse las instalaciones para el venteo de humo y calor para facilitar el acceso para la lucha contra incendio.

5-3.3.5* Las áreas deben tener medios de salida dispuestos de tal manera que los ocupantes no queden atrapados en caso de incendio.

Las salidas no deben quedar expuestas por las instalaciones de drenaje descritas en 5-3.5.

5-3.3.6 Debe mantenerse pasillos adecuados que permitan el movimiento sin obstrucciones del personal y de los equipos necesarios para la lucha contra incendios.

5-3.3.7* Las áreas en las cuales se procesen líquidos Clase IA o líquidos inestables deben tener venteos para explosiones mediante uno o más de los siguientes métodos:

- Construcción al aire libre,
- Muros y/o techo livianos,
- Muros de paneles livianos y escotillas en el techo, o
- Ventanas del tipo para venteo para explosiones.

5-3.4 Ventilación.

5-3.4.1 Las áreas de procesamiento cerradas en las cuales se manipulen o utilicen líquidos Clase I o líquidos Clase II o Clase III, calentados a temperaturas iguales o mayores a sus puntos de inflamación, deben ventilarse con una tasa suficiente para mantener la concentración de vapores dentro del área en un valor igual o inferior al 25 por ciento del límite de inflamación inferior. Cumplir con las secciones 5-3.4.2 a 5-3.4.4 se considera suficiente para cumplir con los requisitos de 5-3.4.1.

5-3.4.2* Los requisitos de ventilación deben confirmarse mediante uno de los siguientes:

- Cálculos basados en las emisiones por fugas anticipadas (ver Apéndice F para el método de cálculo), o
- Muestreo de la concentración real de vapores bajo condiciones normales de operación. El muestreo se efectuará a una distancia radial de 5 pies (1,5m) a partir de todas las fuentes potenciales de vapores, extendiéndose hacia la parte inferior o superior del área de procesamiento cerrada. La concentración de vapores usada para determinar la tasa de ventilación requerida será la mayor concentración medida durante el proceso de muestreo.

Excepción: Cuando exista una ventilación a una tasa no menor que 1pie³ por minuto por pie² de superficie de piso sólida

(0.3m³ por min por m²), no es necesario aplicar el requisito de confirmar la ventilación indicado en esta sección.

5-3.4.3 La ventilación debe ser por extracción natural o mecánica. La descarga o escape debe ser hacia una ubicación segura fuera del edificio, sin recirculación del aire de escape.

Excepción: La recirculación es permitida cuando sea monitoreada de manera continua utilizando un sistema a prueba de fallas diseñado para automáticamente sonar una alarma, detener la recirculación y permitir el escape total hacia el exterior en caso de detectar mezclas vapor-aire que posean concentraciones superiores al 25 por ciento del límite de inflamación inferior.

5-3.4.4* Deben tomarse las medidas necesarias para introducir aire de reposición de manera que no se produzcan cortocircuitos en la ventilación. La ventilación debe disponerse de manera que incluya todas las áreas o fosas en las cuales se pudieran acumular vapores. Puede ser necesario instalar ventilación local o puntual para controlar riesgos especiales de incendio o a la salud. Si se emplea esta ventilación, podrá ser usada para hasta el 75 por ciento de la ventilación requerida.

5-3.4.5 Los equipos empleados en un edificio y la ventilación del edificio deben diseñarse para limitar las mezclas inflamables de vapor-aire bajo condiciones normales de operación hacia el interior de los equipos y a no más de 5 pies (1.5m) de los equipos que exponen líquidos Clase I al aire. Ejemplos de estos equipos son las estaciones de despacho, las centrifugadoras abiertas, los filtros de placas y cuadros, los filtros de vacío abiertos, y las superficies de los equipos abiertos.

5-3.5 Drenaje.

5-3.5.1* Deben proveerse sistemas de drenaje de emergencia para dirigir las pérdidas de líquido y el agua empleada para la protección contra incendio hacia una ubicación segura. Esto puede requerir cordones, resaltes, sardineles o sistemas especiales de drenaje para controlar la propagación de incendios.

5-3.5.2 Los sistemas de drenaje de emergencia, si están conectados a desagües públicos o descargan hacia cursos de agua públicos, deben equiparse con trampas o separadores.

5-3.5.3 Debe diseñarse y operarse la instalación para impedir la descarga de líquidos hacia los cursos de agua públicos, desagües públicos o propiedades adyacentes.

5-3.6 Equipos Eléctricos. Los cableados y equipos eléctricos deben cumplir con los requisitos de la Sección 5-9.

5-3.7 Manipuleo, Transferencia y Utilización de Líquidos.

5-3.7.1 Los líquidos Clase I deben mantenerse en tanques o recipientes cerrados cuando no se los esté usando. Los líquidos Clase II y Clase III deben mantenerse en tanques o recipientes cerrados cuando la temperatura ambiente o la temperatura del proceso sea igual o superior a sus puntos de inflamación.

5-3.7.2 Donde se utilicen o manipulen líquidos, deben tomarse precauciones para disponer de manera rápida y segura las pérdidas, fugas o derrames.

5-3.7.3 Los líquidos Clase I no deben usarse fuera de sistemas cerrados si hay llamas abiertas u otras fuentes de ignición dentro de las áreas clasificadas según lo expresado en la Tabla 5-9.5.3.

5-3.7.4 La transferencia de líquidos entre recipientes, tanques y sistemas de tuberías por medio de aire o gas inerte a presión sólo es permitido si se cumplen la totalidad de las condiciones siguientes:

(a) Los recipientes, tanques y sistemas de tuberías están diseñados para dichas transferencias presurizadas y son capaces de soportar la presión de operación anticipada.

(b) Existen controles de seguridad y operación, incluyendo dispositivos para aliviar la presión, para impedir que cualquier parte del sistema sea sometido a presiones excesivas.

(c) Sólo se emplea gas inerte para transferir líquidos Clase I. También sólo se emplea gas inerte para transferir líquidos Clase II y Clase III calentados a temperaturas superiores a su punto de inflamación.

5-3.7.5 Las bombas de desplazamiento positivo deben tener alivio de la presión con retorno hacia el tanque, hacia la succión de la bomba o hacia otra ubicación adecuada, o están equipadas con interbloques para impedir el desarrollo de sobrepresiones.

5-3.7.6 Las tuberías, válvulas y accesorios deben cumplir con el Capítulo 3, Sistemas de tuberías.

5-3.7.7 Está permitido emplear conectores flexibles listados si existen vibraciones. Está permitido emplear mangueras aprobadas en las estaciones de transferencia.

5-3.8* Equipos. Los equipos deben diseñarse y disponerse de manera de impedir el escape accidental de líquidos y vapores y de minimizar la cantidad liberada en caso de un escape accidental.

5-4 Reservado.

5-5 Operaciones Complementarias.

5-5.1* Esta sección aplica a las áreas en las cuales el uso, manipuleo y almacenamiento de líquidos sólo constituye una actividad limitada para la clasificación establecida para la ocupación. Los ejemplos incluyen el montaje de automóviles, armado de equipos electrónicos, industria del mueble, y áreas dentro de refinerías, destilerías y plantas químicas en las cuales el uso de líquidos es complementario, tales como talleres de mantenimiento o talleres para reparación de vehículos.

5-5.2 Los líquidos Clase I o los líquidos Clase II o Clase II que hayan sido calentados más allá de sus puntos de inflamación deben ser extraídos de o transferidos a los recipientes o tanques portátiles aplicando uno de los métodos siguientes:

(a) Desde sus recipientes de envío originales con capacidad de 5 gal (19L) o menos;

(b) Desde bidones de seguridad;

(c) A través de un sistema de tuberías cerrado;

(d) Desde tanques o recipientes portátiles por medio de un dispositivo equipado con protección anti-sifonamiento y que extrae a través de una abertura en la parte superior del tanque o recipiente;

(e) Por gravedad por medio de una válvula autocerrante o una llave autocerrante.

5-5.2.1 Si se utiliza una manguera en la operación de transferencia, ésta debe estar equipada con una válvula autocerrante sin mecanismo para mantenerla abierta, además de la válvula de salida. Sólo deben usarse mangueras listadas o aprobadas.

5-5.2.2 Debe contarse con medios para minimizar la generación de electricidad estática. Dichos medios deben cumplir con los requisitos de 5-9.4.

5-5.2.3 Cuando se empleen bombas para transferir líquidos, debe contarse con medios para detener la transferencia de líquido en caso de derrame del líquido o incendio.

5-5.3 Todos los almacenamientos de líquidos deben cumplir con el Capítulo 4.

Excepción: Según lo dispuesto en 5-5.4 y 5-5.5.

5-5.4 La cantidad de líquido ubicado fuera de las áreas de almacenamiento identificadas (armarios para almacenamiento, otras áreas interiores para almacenamiento, bodegas para propósitos generales, u otras áreas de procesamiento específicas que estén separadas del área general de la planta mediante una separación con una resistencia al fuego de al menos 2 horas) deben cumplir con 5-5.4.1.

5-5.4.1 La cantidad acumulada de la suma de todas las operaciones complementarias en cada una de las áreas de incendio no deben exceder la suma de:

- (a) 25 gal (95L) de líquidos Clase IA en recipientes;
- (b) 120 gal (454L) de líquidos Clase IB, IC, II, o III en recipientes;
- (c) Dos tanques portátiles cuyas capacidades individuales no excedan los 660 gal (2498L) de líquidos Clase IB, IC, Clase II o Clase IIIA; y
- (d) 20 tanques portátiles cuyas capacidades individuales no excedan los 660 gal (2498L) de líquidos Clase IIIB.

Excepción: Cuando se necesiten cantidades de líquido superiores a los límites arriba indicados para abastecer una operación complementaria durante un período continuo de 24 horas, esta cantidad superior estará permitida.

5-5.4.2 Cuando sean necesarias cantidades de líquido superiores a los límites indicados en 5-5.4.1, el almacenamiento se hará en tanques que cumplan con los requisitos aplicables del Capítulo 2 y de la Sección 5-3.

5-5.5 Las áreas en las cuales se transfieren líquidos desde un tanque o recipiente hacia otro recipiente:

- (a) Deben separarse de otras operaciones que pudieran representar una fuente de ignición mediante una distancia o construcción resistente al fuego;
- (b) Deben proveerse de drenaje u otros medios para controlar los derrames; y
- (c)* Deben tener ventilación natural o mecánica que cumpla con los requisitos de 5-3.4.

5-6 Operaciones de Carga y Descarga.

5-6.1 Esta sección aplica a las operaciones que involucren la carga o descarga de vagones tanque o vehículos tanque y a las áreas en las cuales se efectúan estas operaciones.

5-6.2 Los requisitos sobre puesta a tierra, según lo especificado en esta subsección, no se exigen:

(a) Cuando los vagones tanque y vehículos tanque estén cargados exclusivamente con productos que no poseen propiedades de acumulación de electricidad estática, tales como asfaltos (incluyendo los asfaltos diluidos), la mayoría de los crudos, aceites residuales y líquidos solubles en agua;

(b) Cuando no se manipula ningún líquido Clase I en las instalaciones de carga y cuando los vagones tanque y vehículos tanque cargados se usan exclusivamente para líquidos Clase II y Clase III; y

(c) Cuando los vagones tanque y vehículos tanque se cargan o descargan por medio de conexiones cerradas.

5-6.3* Las instalaciones para el cargue y descargue de vagones tanque y vehículos tanque deben estar separadas de los tanques ubicados por encima del nivel del terreno, bodegas, otros edificios de la planta o del lindero más próximo sobre el cual existen o puedan existir construcciones por una distancia no menor a 25 pies (7,6m) para líquidos Clase II y Clase III, medidos desde la boca de llenado o conexión de transferencia más cercanos. Es permitido reducir estas distancias si existe una adecuada protección a exposiciones. Está permitido que los edificios de las bombas o las casetas para el personal formen parte de las instalaciones.

5-6.4* Las instalaciones de carga y descarga deben proveerse de sistemas de drenaje u otros medios para contener los derrames.

5-6.5 Las instalaciones de carga o descarga que poseen una cubierta o techo que no limita la disipación de calor o la dispersión de vapores inflamables y que no restringe el acceso para la lucha y control de incendios deben tratarse como instalaciones al aire libre.

5-6.6* Las instalaciones de carga y descarga que se usen para cargar líquidos en vehículos tanque a través de domos abiertos deben equiparse con medios para conectarlas eléctricamente para protegerlas contra los riesgos asociados con la electricidad estática. Dichos medios consistirán en un cable metálico conectado eléctricamente de manera permanente al conjunto de la tubería de llenado o a alguna parte de la estructura de las bastidores que esté en contacto eléctrico con el conjunto de la tubería de llenado. El extremo libre de este cable debe equiparse con una grampa o un dispositivo equivalente para fijarlo convenientemente a alguna parte metálica en contacto eléctrico con el tanque de carga del vehículo tanque. Todas las partes del conjunto de la tubería de llenado, incluyendo el tubo de caída, deben conformar un camino continuo eléctricamente conductor.

5-6.7 Las instalaciones para vagones tanque en las cuales se cargan o descargan líquidos inflamables y combustibles a través de domos abiertos deben protegerse contra las corrientes vagabundas conectando eléctricamente las tuberías de llenado de manera permanente a por lo menos un riel y a la estructura de la instalación, si ésta es metálica. Los grupos de tuberías que ingresan al área deben permanentemente conectarse entre sí. Además, en las áreas en las cuales se sabe que existen corrientes vagabundas excesivas, todas las tuberías que ingresan a esas áreas deben proveerse de secciones aislantes para aislarlas eléctricamente de las tuberías de esa instalación.

Excepción: No deben exigirse estas precauciones si sólo se manipulan líquidos Clase II o Clase III y si no existe la

probabilidad de que los vagones tanque contengan vapores remanentes de anteriores cargas de líquidos Clase I.

5-6.8 Los equipos tales como tuberías, bombas y medidores empleados para transferir líquidos Clase I entre los tanques de almacenamiento y el tubo de llenado de la instalación de carga no deben usarse para la transferencia de líquidos Clase II o Clase III.

Excepción No. 1: Este requisito no debe aplicarse a las mezclas de líquidos miscibles en agua en las cuales la clase de la mezcla se determina en base a la concentración de líquido en agua.

Excepción No. 2: Este requisito no se aplica si los equipos se limpian entre una transferencia y otra.

5-6.9 Las bombas remotas ubicadas en tanques subterráneos deben tener un dispositivo listado para detectar pérdidas instalado del lado que descarga la bomba, el cual indica si el sistema de tuberías no es esencialmente hermético a los líquidos. Este dispositivo debe verificarse y ensayarse al menos una vez al año de acuerdo con las especificaciones del fabricante para garantizar su correcta instalación y operación.

5-6.10* Cambio de Carga. Para evitar los peligros debidos al cambio de punto de inflamación de los líquidos, ningún vagón tanque o vehículo tanque que previamente haya contenido un líquido Clase I debe cargarse con un líquido Clase II o Clase III a menos que se tomen las precauciones adecuadas.

5-6.11 Carga y Descarga de Vehículos Tanque.

5-6.11.1 Sólo deben cargarse líquidos en tanques de carga contruidos de materiales compatibles con las características químicas de los líquidos. El líquido cargado también deben ser químicamente compatible con el líquido de la carga inmediata anterior a menos que se limpie el tanque.

5-6.11.2 Antes de cargar vehículos tanque a través de domos abiertos, debe hacerse una conexión a tierra al vehículo o tanque antes de levantar las cubiertas del domo, y esta conexión permanecerá hasta que se hayan cerrado y asegurado todas las cubiertas del domo.

Excepción: Según lo modificado por 5-6.2.

5-6.11.3 Cuando se transfieran líquidos Clase I, los motores de los vehículos tanque o los motores de las bombas auxiliares o portátiles deben estar apagados al conectar y desconectar las mangueras. Si la carga o descarga no requiere el uso del motor del vehículo tanque, el motor permanecerá apagado durante la totalidad de cualquier operación de transferencia que involucre líquidos Clase I.

5-6.11.4* El llenado a través de domos abiertos hacia los tanques de los vehículos tanque que contienen mezclas vapor-aire dentro del rango inflamable, o cuando el líquido transferido a los tanques puede formar una mezcla de estas características, debe hacerse por medio de un tubo de llenado que se extenderá hasta 6 pulg (15cm) del fondo del tanque. No se requiere esta precaución cuando se carguen líquidos que no acumulan cargas de electricidad estática.

5-6.11.5 Cuando se cargue un vehículo tanque por su parte superior con líquidos Clase I o Clase II sin un sistema de control de vapores, las válvulas usadas para el control de flujo

final deben ser tipo autocerrantes y mantenerse abiertas manualmente excepto cuando se provean medios automáticos para cortar el flujo cuando el tanque esté lleno. Los sistemas de corte automático deben equiparse con una válvula de cierre manual ubicada a una distancia segura de la boquilla de llenado para detener el flujo en caso que falle el sistema automático. Cuando se cargue un vehículo tanque por su parte superior empleando un sistema de control de vapores, el control de flujo debe cumplir con 5-6.11.7 y 5-6.11.8.

5-6.11.6 Cuando se cargue un vehículo tanque por su parte inferior, deben existir medios positivos que permitan cargar una cantidad de líquido predeterminada, junto con un control de cierre automático secundario para impedir el sobrellenado. Los componentes de la conexión entre el cabezal de carga y el vehículo tanque requeridos para operar el control secundario deben ser funcionalmente compatibles. La conexión entre la manguera o tubería para cargar el líquido y las tuberías del camión debe hacerse por medio de un acoplamiento de desconexión en seco.

5-6.11.7 Cuando se cargue por su parte inferior un vehículo tanque que esté equipado con control de vapores pero no se utilice este control de vapores, el tanque debe aliviar a la atmósfera, a una altura no inferior a la parte superior del tanque de carga del vehículo, para impedir la presurización del tanque. Las conexiones al sistema de control de vapores de las instalaciones debe diseñarse en forma tal que impida el escape de vapores hacia la atmósfera mientras no está conectado a un vehículo tanque.

5-6.11.8 Cuando los tanques se carguen por su parte inferior, deben utilizarse tasas de flujo reducidas (hasta que la abertura de llenado quede sumergida), detectores de salpicaduras u otros dispositivos para impedir las salpicaduras y minimizar la turbulencia.

5-6.11.9 No deben introducirse ni suspenderse objetos metálicos o conductores, tales como varillas aforadoras, recipientes para muestras y termómetros, en el interior de un compartimento mientras el compartimento esté siendo llenado o inmediatamente después de cesar el bombeo para permitir el relajamiento de la tensión de la carga.

5-6.12 Carga y Descarga de Vagones Tanque.

5-6.12.1 Sólo deben cargarse líquidos en vagones tanque contruidos de materiales compatibles con las características químicas de los líquidos. El líquido cargado también debe ser químicamente compatible con el líquido de la carga inmediata anterior a menos que se haya limpiado el vagón tanque.

5-6.12.2* El llenado a través de domos abiertos hacia los vagones tanque que contienen mezclas vapor-aire dentro del rango combustible, o cuando el líquido transferido a los tanques puede formar una mezcla de estas características, debe hacerse por medio de un tubo de llenado que se extienda hasta 6 pulg. del fondo del tanque. No se requiere esta precaución cuando se carguen líquidos que no acumulan cargas de electricidad estática.

5-6.12.3 Cuando los tanques se carguen por su parte inferior, deben utilizarse tasas de flujo reducidas (hasta que la abertura de llenado quede sumergida), detectores de salpicaduras u otros dispositivos para impedir las salpicaduras y minimizar la turbulencia.

5-6.12.4 No deben introducirse ni suspenderse objetos metálicos o conductores, tales como varillas aforadoras, recipientes para muestras y termómetros, en el interior de un compartimento mientras el compartimento esté siendo llenado o inmediatamente después de cesar el bombeo para permitir el relajamiento de la tensión de la carga.

5-7 Muelles.

5-7.1 Esta sección debe aplicarse a todos los muelles de acuerdo con la definición dada en 1-6 cuya función primaria sea la transferencia de líquidos a granel. Los muelles para propósitos generales en los que se efectúan transferencias de líquidos y otras mercaderías a granel deben cumplir con los requisitos de la norma NFPA 307, *Norma para la Construcción y Protección contra Incendio de Terminales Marítimas, Espigones y Muelles*.

5-7.2 Esta sección no se aplica a los siguientes:

(a) Estaciones de servicio marítimas, cubiertas en la norma NFPA 30A, *Código de Estaciones de Servicio Automotrices y Marítimas*;

(b) Dársenas y amarraderos, cubiertos en la norma NFPA 303, *Norma de Protección contra Incendios de Dársenas y Amarraderos*;

(c) Muelles que manejan gases licuados de petróleo, cubiertos en la norma NFPA 59A, *Norma para la Producción, Almacenamiento y Manejo de Gases Naturales Licuados (GNL)*, y la norma NFPA 58, *Norma para el Almacenamiento y Manejo de Gases de Petróleo Licuados (GPL)*.

5-7.3 Durante la transferencia de líquidos el manejo incidental de cargas de líquidos embalados y la carga/descarga de cargas generales, tales como las provisiones de los barcos, sólo deben efectuarse cuando lo aprueben el supervisor del muelle y el oficial mayor de la nave.

5-7.4 Los muelles en los cuales se transfieran cargas líquidas a granel hacia o desde buques tanque deben estar a una distancia no menor a 100 pies (30m) de cualquier puente sobre cursos de agua navegables o de cualquier entrada o superestructura de un túnel vehicular o ferroviario debajo de un curso de agua. La terminación de la tubería fija de carga o descarga debe estar al menos a 200 pies (60m) de cualquier puente o de cualquier entrada o superestructura de un túnel.

5-7.5 La subestructura y cubierta del muelle deben diseñarse para el uso que se les dará. La cubierta puede ser de cualquier material que brinde la combinación deseada de flexibilidad, resistencia al choque, durabilidad, resistencia y resistencia al fuego. Están permitidas las construcciones con madera pesada.

5-7.6 Los tanques empleados exclusivamente para agua para lastre o para líquidos Clase II o Clase III pueden instalarse sobre un muelle diseñado de manera adecuada.

5-7.7 Las bombas de carga capaces de generar presiones superiores a la presión de operación segura de las mangueras de carga o de los brazos cargadores deben equiparse con derivaciones, válvulas aliviadoras u otros sistemas para proteger las instalaciones de carga contra las presiones excesivas. Los dispositivos aliviadores deben ensayarse al menos una vez al año para determinar que funcionan satisfactoriamente a la presión fijada.

5-7.8 Todas las mangueras y uniones sometidas a presión deben inspeccionarse a intervalos adecuados al servicio que prestan. Estando la manguera extendida, debe ensayarse la manguera y las uniones empleando la máxima presión de operación en servicio. Las mangueras que evidencien deterioro del material, señales que indiquen pérdidas, o debilidad en su carcasa deben retirarse de servicio y repararse o descartarse.

5-7.9 Las tuberías, válvulas y accesorios deberán cumplir con los requisitos aplicables del Capítulo 3, y también deben cumplir con los siguientes requisitos:

(a) La flexibilidad de las tuberías debe garantizarse mediante la correcta disposición y distribución de los apoyos de las tuberías, de manera que los movimientos del muelle provocados por la acción del oleaje, corrientes, mareas o el amarre de las naves no someta a las tuberías a esfuerzos excesivos.

(b) No están permitidas las uniones de las tuberías cuya continuidad mecánica dependa de las características friccionales de materiales combustibles o del ranurado de los extremos de las tuberías.

(c) Es permitido utilizar uniones giratorias en las tuberías a las cuales se conecten mangueras y para sistemas de transferencia con uniones giratorias articuladas, siempre que su diseño sea tal que la resistencia mecánica de la unión no se vea afectada si fallan los materiales de empaque, por ejemplo, por exposición a incendios.

(d) Todas las líneas que transportan líquidos Clase I o Clase II hacia un muelle deben equiparse con una válvula de bloqueo fácilmente accesible ubicada sobre la costa cerca de la aproximación al muelle y fuera de cualquier área encerrada por diques. Si están involucradas más de una línea, las válvulas deben agruparse en una única ubicación.

(e) Disponer de medios para el fácil acceso hacia todas las válvulas de las líneas de carga ubicadas debajo de la cubierta del muelle.

5-7.10 Las tuberías que manejan líquidos Clase I o Clase II ubicadas sobre los muelles deben estar adecuadamente conectadas eléctricamente y puestas a tierra. Si existen corrientes vagabundas excesivas, deben instalarse bridas o uniones aislantes. Las conexiones de unión eléctrica y de puesta a tierra de todas las tuberías deben ubicarse sobre el lado del muelle de las bridas aislantes, si las hay, y ser accesibles para su inspección. No se requiere unir eléctricamente el muelle con la nave.

5-7.11 Las mangueras o las conexiones de las tuberías con uniones giratorias articuladas usadas para transferir cargas deben ser capaces de acomodar los efectos combinados de los cambios de calado y los cambios de marea. Las líneas de amarre se mantendrán ajustadas para impedir que el oleaje provocado por las naves provoque esfuerzos sobre el sistema de transferencia de cargas. Las mangueras deben apoyarse en forma tal que no se retuerzan o se dañen por rozamiento.

5-7.12 Sobre los muelles no deben colocarse materiales de manera que obstruyan el acceso a los equipos de lucha contra incendios ni a las principales válvulas de control del sistema de tuberías. Si el muelle es accesible al tránsito vehicular, debe mantenerse un camino libre de obstáculos hacia el extremo costero del muelle para permitir el acceso de los equipos de lucha contra incendios.

5-7.13 Las operaciones de carga o descarga no deben iniciarse hasta que el supervisor y la persona a cargo del buque tanque

acuerden que el buque tanque está correctamente amarrado y que todas las conexiones se han efectuado correctamente.

5-7.14 No deben efectuarse trabajos mecánicos sobre los muelles durante la transferencia de cargas, excepto con una autorización especial basada en una revisión del área involucrada, los métodos a emplear y las precauciones necesarias.

5-7.15 Las fuentes de ignición deben controlarse durante la transferencia de líquidos. Durante la transferencia de cargas no deben efectuarse trabajos mecánicos, incluyendo pero no limitados al tránsito vehicular, soldadura, pulido y otros trabajos en caliente, excepto los autorizados por el supervisor del muelle y el oficial mayor del buque. Está prohibido fumar en el muelle en todo momento mientras duren las operaciones de transferencia de cargas.

5-7.16 Para las terminales marítimas que manejen líquidos inflamables debe utilizarse la Figura 5-7.16 para determinar la extensión de las áreas clasificadas a los fines de la instalación de los equipos eléctricos.

5-7.17 Cuando sea posible que exista una atmósfera inflamable dentro del compartimento de carga del buque, los sistemas de transferencia de carga deben diseñarse para limitar la velocidad del chorro de líquido entrante a 3 pies (0,9 m) por segundo

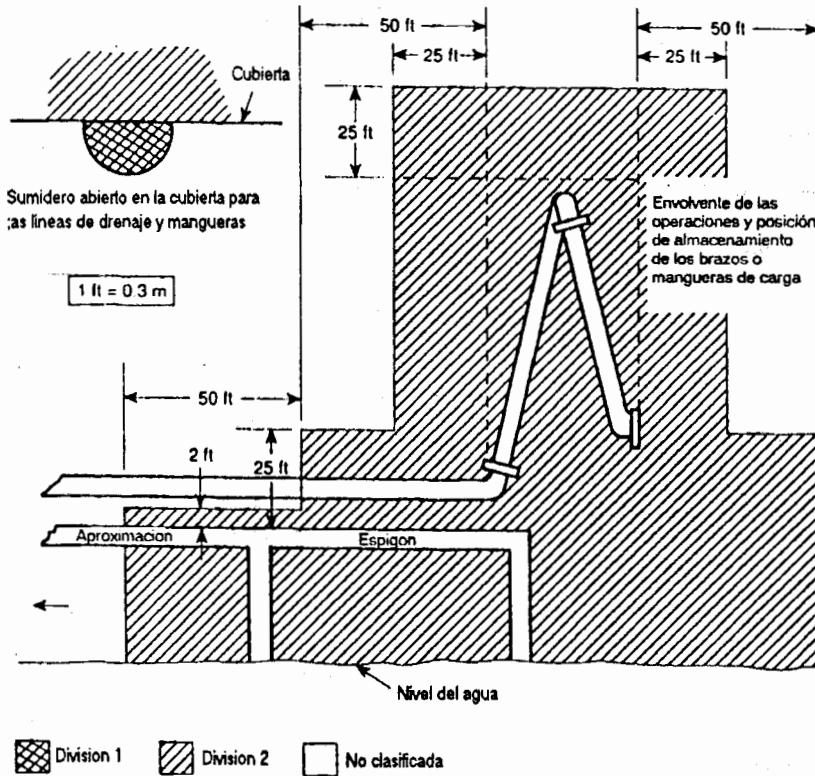
hasta que la abertura de entrada del compartimento esté suficientemente sumergida para impedir salpicaduras.

5-7.18 Los filtros, bombas, tamices de alambre y otros dispositivos que puedan generar cargas de electricidad estática por turbulencia deben ubicarse de manera tal que permitan un tiempo de relajación de tensiones, mínimo de 30 segundos antes de descargar carga dentro del compartimento.

5-7.19* Debe proveerse medios de recolección de derrames alrededor de las áreas donde se ubican los múltiples para impedir que los líquidos se propaguen hacia otras áreas del muelle o debajo del muelle. Deben instalarse sellos de vapor en todas las líneas de drenaje que abandonan el muelle.

5-7.20 Cuando se requiera, los muelles deben tener un sistema para aislar y cortar las operaciones de carga en caso de falla de una manguera, brazo cargador o válvula de distribución. Este sistema debe cumplir con todos los requisitos siguientes:

(a) Si el sistema de protección cierra una válvula ubicada en un sistema de carga alimentado a gravedad o alimentado mediante tuberías, deben tomarse precauciones para garantizar que la línea esté protegida contra cualquier aumento de presión que pudiera producirse.



Notas:

- (1) La "fuente de vapor" es la envolvente del brazo de operación y la posición de almacenamiento de la conexión con bridas fuera de borda del brazo cargador (o manguera).
- (2) La zona de amarre adyacente al buque tanque y a los tanques de carga en barcasas será División 2 hasta las siguientes extensiones:
 - a. 25 pies (7.6m) medidos horizontalmente en todas direcciones del lado del muelle a partir de la porción del casco que contiene los tanques de carga.
 - b. Desde el nivel del agua hasta 25 pies (7.6m) encima de los tanques de carga en su posición más elevada.
- (3) Es posible que algunas ubicaciones adicionales deban ser clasificadas, según lo requiera la presencia de otras fuentes de líquidos inflamables en el amarradero, o la Guardia Costera u otras reglamentaciones.

Figura 5-7.16 - Terminal marítima que maneja líquidos inflamables.

(b) Está permitido que los sistemas de cierre de emergencia sean activados automática o manualmente. Los dispositivos de activación manual deben estar bien señalizados y ser accesibles durante una emergencia.

5-7.21* La protección contra incendios de los muelles está relacionada con los productos que en ellos se manipulan, con la capacidad de respuesta en caso de emergencia, con el tamaño, ubicación y frecuencia de uso, y con las exposiciones adyacentes.

5-7.21.1 Cuando se haya instalado una tubería maestra para agua de incendio, es permitido que la tubería maestra sea húmeda o seca. En todos los casos debe proveerse válvulas de aislación y conexiones para el Departamento de Bomberos en la conexión entre el muelle y la costa.

5-7.21.2 Cuando se haya instalado una tubería maestra para agua de incendio, deben instalarse hidrantes y monitores que permitan aplicar chorros de agua de incendio efectivos a cualquier amarradero o múltiple de carga desde dos direcciones como mínimo.

5-7.21.3 Las bombas para el agua de incendio, las mangueras de incendio, las tuberías maestras para el agua de incendio, los sistemas de espuma y los demás equipos para la supresión de incendios serán mantenidos y ensayados de acuerdo con la norma NFPA 25, *Norma para la Inspección, Ensayo y Mantenimiento de los Sistemas de Protección contra Incendio a Base de Agua*.

5-7.21.4 Cuando no se cuente con una tubería maestra para el agua de incendio, debe proveerse al menos dos extintores a base de agentes químicos secos de 150-lb. Los extintores deben ubicarse a no más de 50 pies de las áreas de las bombas o múltiples y deben ser fácilmente accesibles mediante caminos de acceso de emergencia.

5-8 Reservado.

5-9 Control de las Fuentes de Ignición.

5-9.1 Deben tomarse precauciones para impedir la ignición de los vapores inflamables. Las fuentes de ignición incluyen, pero no están limitadas a:

- (a) Llamas abiertas,
- (b) Rayos,
- (c) Superficies calientes,
- (d) Calor radiante,
- (e) Fumar,
- (f) Corte y soldadura,
- (g) Ignición espontánea,
- (h) Calor friccional o chispas,
- (i) Electricidad estática,
- (j) Chispas eléctricas,
- (k) Corrientes vagabundas, y
- (l) Hornos, calderas y equipos de calefacción.

5-9.2 Sólo se permite fumar en las áreas designadas y correctamente identificadas.

5-9.3* No es permitido cortar, soldar ni efectuar otras operaciones que produzcan chispas en las áreas que contienen líquidos inflamables mientras no se emita por escrito un permiso que autorice dichas operaciones. El permiso debe ser

emitido por una persona con autoridad, luego que ésta efectúe una inspección del área para garantizar que se han tomado las precauciones correspondientes y que ellas continuarán presentes hasta la finalización de las operaciones.

5-9.4* Electricidad Estática Todos los equipos tales como tanques, maquinarias y tuberías en los que pudiera haber una mezcla inflamable deben unirse o conectarse a una puesta a tierra. La unión, la puesta a tierra o ambas deben aplicarse de manera física o ser inherentes a la naturaleza de la instalación. Las secciones de tuberías o equipos metálicos eléctricamente aislados deben unirse eléctricamente a otras porciones del sistema, o puestas a tierra de manera individual para impedir acumulaciones peligrosas de electricidad estática.

5-9.5 Instalaciones Eléctricas.

5-9.5.1 Esta sección aplica a las áreas en las cuales se almacenan o manipulan líquidos Clase I y a las áreas en las cuales se almacenan líquidos Clase II o Clase III a temperaturas superiores a sus puntos de inflamación (*ver 1-1.3*).

5-9.5.2 Los cableados y equipos eléctricos que se utilicen deben diseñarse e instalarse de acuerdo con la norma NFPA 70, *Código Eléctrico Nacional*, y con esta sección. Los cableados y equipos eléctricos que se utilicen dentro de las áreas clasificadas deben diseñarse e instalarse de acuerdo con el Capítulo 5 de la norma NFPA 70.

5-9.5.3* La Tabla 5-9.5.3 se usa para determinar la extensión de las ubicaciones clasificadas para el propósito de la instalación de los equipos eléctricos. Al establecer la extensión de un área clasificada, no debe extenderse más allá de un piso, muro, techo u otra partición sólida que no posea aberturas comunicantes.

5-9.5.4* Cuando los requisitos de 5-9.2 requieran la instalación de equipos eléctricos adecuados para ubicaciones Clase I, División 1 o Clase I, División 2, pueden emplearse equipos eléctricos comunes, incluyendo dispositivos de maniobra, si se los instala en un cuarto o recinto que se mantenga bajo presión positiva con respecto al área clasificada. El aire de reposición de la ventilación no debe estar contaminado.

5-10 Sistemas de Recuperación de Vapores y Sistemas para Procesar Vapores.

5-10.1 Alcance.

5-10.1.1 Esta sección se aplica a los sistemas de recuperación de vapores y a los sistemas para procesar vapores cuando:

- (a) La fuente de vapor opera a presiones comprendidas entre el vacío y 1 lb/pulg² manom. (6.9 kPa) inclusive, o
- (b) Hay un potencial para la formación de mezclas de vapores en el rango inflamable.

5-10.1.2 Esta sección no se aplica a:

- (a) Los sistemas marítimos que cumplan con las Reglamentaciones del Departamento de Transporte de los Estados Unidos, *Código de Reglamentaciones Federales*, Título 33, Partes 154, 155 y 156, y con las Reglamentaciones de la Guardia Costera de los Estados Unidos, *Código de Reglamentaciones Federales*, Título 46, Partes 30, 32, 35 y 39.

Tabla 5-9.5.3 Clasificaciones de las áreas para la colocación de equipos eléctricos

Ubicación	División NEC Clase I,	Extensión del área clasificada
Equipos en áreas interiores instalados de acuerdo con 5-3.4.5 donde puedan existir mezclas inflamables de vapor-aire bajo condiciones normales de operación.	1	Área comprendida en un radio de 5 pies medidos en todas las direcciones a partir de cualquiera de los bordes de dichos equipos.
	2	Área comprendida entre 5 pies y 8 pies medidos en todas las direcciones a partir de cualquiera de los bordes de dichos equipos; también, área hasta 3 pies por encima del nivel del terreno o del nivel de piso, comprendida en un radio horizontal de 5 pies a 25 pies medidos a partir de cualquiera de los bordes de dichos equipos.
Equipos al aire libre del tipo cubierto por 5-3.4.5 donde puedan existir mezclas inflamables de vapores-aire bajo condiciones normales de operación.	1	Área comprendida en un radio de 3 pies medidos en todas las direcciones a partir de cualquiera de los bordes de dichos equipos.
	2	Área comprendida entre 3 pies y 8 pies medidos en todas las direcciones a partir de cualquiera de los bordes de dichos equipos; también, área hasta 3 pies por encima del nivel del terreno o del nivel de piso, comprendida en un radio horizontal de 3 pies a 10 pies medidos a partir de cualquiera de los bordes de dichos equipos.
Tanque - Sobre el nivel del terreno	1	Área dentro de diques cuando la altura del dique es superior a la distancia entre el tanque y el dique en más del 50 por ciento de la circunferencia del tanque.
Cuerpo, extremos o techo y área dentro de Diques	2	Área comprendida en un radio de 10 pies medidos a partir del cuerpo, extremos o cubierta del tanque. Área dentro de los diques hasta el nivel de la parte superior del dique.
Ventoe	1	Área comprendida en un radio de 5 pies medidos en todas las direcciones a partir del extremo abierto del ventoe.
	2	Área comprendida entre 5 pies y 10 pies medidos en todas las direcciones a partir del extremo abierto del ventoe.
Techo flotante	1	Área por encima del techo y dentro del cuerpo.
Abertura de llenado de tanques subterráneos	1	Cualquier fosa, caja o espacio ubicado por debajo del nivel del terreno, si cualquiera de sus partes está comprendida en un área clasificada División 1 ó 2.
	2	Hasta 18 pulg. por encima del nivel del terreno, comprendida en un radio horizontal de 1 pie medido a partir de las conexiones para llenado sueltas, y en un radio horizontal de 5 pies a partir de las conexiones de llenado herméticas.
Ventoe - Descarga hacia arriba	1	Área comprendida en un radio de 3 pies medidos en todas las direcciones a partir del extremo abierto del ventoe.
	2	Área comprendida entre 3 pies y 5 pies medidos en todas las direcciones a partir del extremo abierto del ventoe.
Llenado de tambores y recipientes - al aire libre o en áreas interiores, con ventilación adecuada	1	Área comprendida en un radio de 3 pies medidos en todas las direcciones a partir de los orificios para ventoe y llenado.
	2	Área comprendida entre 3 pies y 5 pies medidos en todas las direcciones a partir de los orificios para ventoe o llenado; también hasta 18 pulg. por encima del nivel del terreno o del nivel de piso, comprendida en un radio horizontal de 10 pies medidos a partir de los orificios para ventoe o llenado.
Bombas, desagües o drenadores, accesorios para la extracción, medidores y dispositivos similares	2	En áreas interiores
		Al aire libre
Fosas	1	Sin ventilación mecánica
	2	Con adecuada ventilación mecánica
	2	Que contienen válvulas, accesorios o Tuberías, y fuera de áreas clasificadas División 1 ó 2
Zanjas de drenaje, separadores, piletas de recolección	2	Al aire libre
		En áreas interiores

Tabla 5-9.5.3 Clasificaciones de las áreas para la colocación de equipos eléctricos (continuación)

Ubicación	División NEC	
	Clase I,	Extensión del área clasificada
Vehículo tanque o vagón tanque ² cargando a través de domos abiertos	1	Área comprendida en un radio de 3 pies medidos en todas las direcciones a partir del borde del domo.
	2	Área comprendida entre 3 pies y 15 pies medidos en todas las direcciones a partir del borde del domo.
Carga a través de conexiones en el fondo, con venteo atmosférico	1	Área comprendida en un radio de 3 pies medidos en todas las direcciones a partir del punto de venteo hacia la atmósfera.
	2	Área comprendida entre 3 pies y 15 pies medidos en todas las direcciones a partir del punto de venteo hacia la atmósfera; también, área hasta 18 pulg. por encima del nivel del terreno o del nivel de piso, comprendida en un radio horizontal de 10 pies medidos a partir del punto de la conexión para la carga.
Oficinas y baños	Ordinaria	Si existe alguna abertura hacia estos cuartos dentro de la extensión de un área clasificada interior, el cuarto será clasificado de igual manera que si el muro, cordón o partición no existiera.
Carga a través de domos cerrados con venteo atmosférico	1	Área comprendida en un radio de 3 pies medidos en todas las direcciones a partir del extremo abierto del venteo.
	2	Área comprendida entre 3 pies y 15 pies medidos en todas las direcciones a partir del extremo abierto del venteo; también, área comprendida en un radio de 3 pies medidos en todas las direcciones a partir del borde del domo.
Carga a través de domos cerrados con control de vapores	2	Área comprendida en un radio de 3 pies medidos en todas las direcciones a partir del punto de conexión tanto de las líneas de llenado como de las líneas de vapor.
Carga a través del fondo con control de vapores y descarga a través del fondo	2	Área comprendida en un radio de 3 pies medidos en todas las direcciones a partir de los puntos de conexión; también hasta 18 pulg. por encima del nivel del terreno o del nivel de piso, comprendida en un radio horizontal de 10 pies medidos a partir de los puntos de conexión.
Garaje para almacenamiento y reparaciones de vehículos tanque	1	Todas las fosas y espacios por debajo del nivel de piso.
	2	Área hasta 18 pulg. por encima del nivel de piso o del nivel del terreno para la totalidad del garaje para almacenamiento y reparaciones.
Garajes que no son para vehículos tanques	Ordinaria	Si existe alguna abertura hacia estos cuartos dentro de la extensión de un área clasificada al aire libre, toda el cuarto será clasificado igual que la clasificación del área en el punto de la abertura.
Almacenamiento de tambores al aire libre	Ordinaria	
Bodegas interiores en los cuales no existe transferencia de líquidos inflamables.	Ordinaria	Si existe alguna abertura hacia estos cuartos dentro de la extensión de un área clasificada interior, el cuarto será clasificado de igual manera que si el muro, cordón o partición no existiera.
Muelles y espigones		Ver Figura 5-7.16.

Unidades del SI: 1 pulg. = 2,5 cm; 1 pie = 0,3 m.

¹ La liberación de líquidos Clase I puede generar vapores al punto que la totalidad del edificio y, posiblemente, una zona que lo rodea deban ser consideradas ubicaciones Clase I, División 2.

² Al clasificar la extensión de un área, se debe tener en cuenta que los vehículos tanque o los vagones tanque pueden estar ubicados en puntos variables. Por lo tanto, deben considerarse los extremos de las posiciones de carga o descarga.

(b) Los sistemas de las estaciones de servicio marítimas y para vehículos automotores que cumplan con la norma NFPA 30A, *Código de Estaciones de Servicio Automotrices y Marítimas*.

5-10.2 Protección contra Sobrepresiones/Vacío. Los tanques y equipos deben tener venteos independientes para las condiciones de sobrepresión o vacío que pudieran producirse como consecuencia del mal funcionamiento del sistema de recuperación de vapores o del sistema para procesar vapores.

Excepción: En el caso de los tanques, el venteo debe cumplir con 2-3.5 ó 2-3.6.

5-10.3 Ubicación de los Venteos.

5-10.3.1 Los venteos de los sistemas para procesar vapores deben estar a no menos de 12 pies (3,6m) del nivel del terreno adyacente, con sus salidas ubicadas y dirigidas de manera que los vapores inflamables se dispersen hasta alcanzar

concentraciones inferiores al límite de inflamación inferior antes de llegar a cualquier ubicación que pudiera contener una fuente de ignición.

5-10.3.2 Los equipos para procesar vapores y los venteos deben estar ubicados de acuerdo con 5-3.2.

5-10.4 Sistemas de Recolección de Vapores.

5-10.4.1 Las tuberías para la recolección de vapores deben diseñarse para impedir que queden líquidos atrapados.

5-10.4.2 Los sistemas de recuperación de vapores y los sistemas para procesar vapores que no estén diseñados para manejar líquidos deben equiparse con un medio para eliminar cualquier líquido que ingrese o que se condense dentro del sistema de recolección de vapores.

5-10.5* Monitoreo del Nivel de Líquido.

5-10.5.1 Los recipientes para acumulación de líquido usados en el sistema de recolección de vapores deben tener un medio para verificar el nivel del líquido y un sensor para detectar niveles elevados y activar una alarma.

5-10.5.2 En las instalaciones sin operadores, el sensor para detectar niveles de líquido elevados debe iniciar el cierre de la transferencia de líquidos hacia el recipiente y el corte o apagado de los sistemas de recuperación de vapores o los sistemas para procesar vapores.

5-10.6 Protección contra el Sobrellenado.

5-10.6.1 Los tanques de almacenamiento servidos por sistemas de procesamiento de vapores o sistemas para recuperar vapores deben equiparse con protección contra sobrellenado de acuerdo con la Sección 2-10.

5-10.6.2 La protección contra sobrellenado de los vehículos tanque debe cumplir con lo dispuesto en 5-6.4.5 a 5-6.4.7.

5-10.7 Fuentes de Ignición.

5-10.7.1 Liberación de Vapores. Las aberturas de los tanques o equipos provistas para la recuperación de vapores deben estar protegidas contra la liberación de vapores de acuerdo con 2-4.6.6, 5-6.4.6 y 5-6.4.7.

5-10.7.2* Electricidad. La clasificación eléctrica de las áreas debe cumplir con 5-3.6.

5-10.7.3* Electricidad Estática. Los equipos para la recolección y procesamiento de vapores deberán estar protegidos contra la electricidad estática de acuerdo con 5-9.4.

5-10.7.4* Ignición Espontánea. Cuando exista el potencial para igniciones espontáneas, deben tomarse precauciones ya sea mediante el diseño o por medio de procedimientos escritos, para impedir la ignición.

5-10.7.5* Calor Friccional o Chispas Provenientes de los Equipos Eléctricos. Los equipos mecánicos empleados para mover vapores que se encuentran en el rango inflamable deben diseñarse para evitar chispas y otras fuentes de ignición tanto bajo condiciones normales de operación como bajo condiciones de mal funcionamiento de los mismos.

5-10.7.6* Propagación de las Llamas. Cuando exista un potencial razonable para la ignición de una mezcla de vapores que se encuentren en el rango inflamable, deben proveerse medios para detener la propagación de las llamas a través del sistema de recolección de vapores. Los medios seleccionados deben ser apropiados para las condiciones bajo las cuales se lo usará.

5-10.7.7 Protección contra Explosiones. Cuando se los utilice, los sistemas de protección contra explosiones deben cumplir con la norma NFPA 69, *Norma sobre Sistemas de Prevención de Explosiones*.

5-10.8 Corte o Apagado de Emergencia del Sistema. Los sistemas de cierre de emergencia deben diseñarse para fallar hacia una posición segura en caso de pérdida de la energía normal del sistema (es decir, aire o electricidad) o mal funcionamiento de los equipos.

5-11 Manejo de los Riesgos de Incendio.

5-11.1 Esta sección aplica a la metodología usada para identificar, evaluar y controlar los riesgos involucrados en el procesamiento y manipuleo de líquidos inflamables y combustibles. Estos riesgos incluyen, pero no están limitados a, la preparación, separación, purificación y el cambio de estado, contenido de energía o composición.

5-11.2 Deben revisarse las operaciones que involucran líquidos inflamables y combustibles para garantizar que los riesgos de incendio y explosión generados por la falta de contención de los líquidos cuentan con los planes de prevención de incendios y planes de acciones de emergencia correspondientes.

Excepción No. 1: Operaciones en las cuales los líquidos se emplean exclusivamente para su consumo in situ como combustibles.

Excepción No.2: Operaciones en las cuales se almacenan líquidos Clase II o Clase III en tanques atmosféricos o se transfieren a temperaturas inferiores a sus puntos de inflamación.

Excepción No.3: Ocupaciones comerciales, exploraciones en busca de petróleo crudo, perforaciones y operaciones de mantenimiento de pozos, e instalaciones normalmente desocupadas en ubicaciones remotas.

5-11.3 El grado de prevención y control de incendios provisto debe determinarse mediante una evaluación basada en la ingeniería, de la operación y por la aplicación de sólidos principios de ingeniería de procesos y de protección contra incendio. Esta evaluación incluye, pero no está limitada a:

(a) Análisis de los riesgos de incendio y explosión que involucra la operación;

(b) Análisis de los materiales y productos químicos peligrosos y de las reacciones peligrosas involucradas en la operación y las medidas de seguridad adoptadas para controlarlos;

(c) Análisis de los requisitos aplicables al diseño de las instalaciones de las Secciones 5-3 a 5-7;

(d) Análisis de los requisitos aplicables en relación con el manejo, transferencia y uso de líquidos, de acuerdo a lo cubierto en las Secciones 5-3 a 5-7;

(e) Análisis de las condiciones locales, tales como exposiciones a y desde propiedades adyacentes y exposición a inundaciones, sismos y tormentas de viento; y

(f) Análisis de la capacidad de respuesta de los servicios de emergencia locales.

5-11.4 Debe establecerse por escrito un plan de acción para emergencias que sea consistente con los equipos y con el personal disponibles para responder a un incendio y a las emergencias relacionadas. Este plan debe incluir lo siguiente:

(a) Procedimientos a seguir en caso de incendio, tales como sonar la alarma, notificar al departamento de bomberos, evacuar el personal y controlar y extinguir el incendio.

(b) Procedimientos y cronogramas para poner en práctica simulacros de estos procedimientos.

(c) Designación y capacitación de personal para llevar a cabo los deberes asignados. Estas tareas deben revisarse al momento de la designación inicial, cuando se modifiquen las responsabilidades o las acciones de emergencia, y cada vez que se modifiquen los deberes anticipados.

(d) Mantenimiento de los equipos de protección contra incendios.

(e) Procedimientos para apagar o aislar equipos para reducir la fuga de líquidos. Éstos deben incluir la designación del personal responsable de mantener las funciones críticas de la planta o de cerrar los procesos de la planta.

(f) Medidas alternas para la seguridad de los ocupantes.

5-11.5 La revisión del manejo de los riesgos de incendio efectuada de acuerdo con 5-11.2 debe repetirse cada vez que se modifiquen sustancialmente los riesgos que pudieran llevar a un incendio o explosión. Las condiciones que podrían requerir la repetición de la revisión incluyen, pero no están limitadas a:

(a) Cuando ocurren cambios en los materiales procesados;

(b) Cuando ocurren cambios en los equipos de procesamiento;

(c) Cuando ocurren cambios en el control de los procesos;

(d) Cuando ocurren cambios en los procedimientos de operación o en las funciones.

5-12 Protección contra Incendios y Supresión de Incendios.

5-12.1 Generalidades.

5-12.1.1 Esta sección cubre los sistemas y métodos de control comúnmente reconocidos empleados para evitar o minimizar las pérdidas provocadas por incendios o explosiones en las instalaciones donde se procesan líquidos. Otros factores reconocidos de prevención y control de incendios, relacionados con la construcción, ubicación, separación, etc., son tratados en otras secciones de este capítulo.

5-12.2 El amplio rango de tamaños, diseños y ubicaciones de las instalaciones para procesamiento de líquidos impide incluir de manera detallada los sistemas y métodos de prevención y control de incendios apropiados para todas estas instalaciones. La autoridad competente debe ser consultada sobre casos específicos o debe aplicarse un juicio calificado basado en la ingeniería.

5-12.3 Equipos Portátiles para el Control de Incendios.

5-12.3.1* En las instalaciones deben proveerse extintores de incendio portátiles listados en la cantidad, tamaños y tipos necesarios para los riesgos especiales para la operación y del almacenamiento.

5-12.3.2 Cuando la necesidad lo indique de acuerdo con 5-11.3, deben utilizarse sistemas de hidrantes y mangueras, instalados de acuerdo con la norma NFPA 14, *Norma para la Instalación de Sistemas Hidrantes y Mangueras*, o conexiones de mangueras desde sistemas de rociadores que utilicen una combinación de boquillas de niebla y chorro directo, instalados de acuerdo con la norma NFPA 13, *Norma para la Instalación de Sistemas de Rociadores*.

5-12.3.3* Deben proveerse equipos móviles de espuma cuando 5-11-3 indique su necesidad.

5-12.3.4 Los aparatos automotores para la lucha contra incendios y los aparatos montados sobre remolques, cuando se determine que son necesarios, no deben emplearse para ningún otro propósito distinto a la lucha contra incendios.

5-12.4 Equipos Fijos para el Control de Incendios.

5-12.4.1 Debe existir una fuente confiable de suministro de agua u otro agente apropiado para el control de incendios disponible en presión y cantidad suficientes para cumplir con las exigencias impuestas por los riesgos especiales de operación, almacenamiento o exposición.

5-12.4.2* Deben instalarse hidrantes, con o sin boquillas monitoras fijas, de acuerdo con las prácticas aceptadas. Su número y ubicación depende de los riesgos de la instalación de procesamiento de líquidos.

5-12.4.3* Cuando la necesidad lo indique por los riesgos del procesamiento, almacenamiento o exposición de líquidos determinados según 5-11.3, debe requerirse protección fija empleando sistemas de aspersores aprobados, sistemas rociadores de agua aprobados, sistemas de inundación aprobados, materiales resistentes al fuego aprobados, o una combinación de estos sistemas.

5-12.4.4 Los sistemas de control de incendios, cuando se los provea, deben diseñarse, instalarse y mantenerse de acuerdo con las siguientes normas de la NFPA:

(a) NFPA 11, *Norma para Espumas de Baja Expansión*;

(b) NFPA 11A, *Norma para los Sistemas de Espuma de Expansión Media y Alta*;

(c) NFPA 12, *Norma sobre los Sistemas de Extinción que Emplean Dióxido de Carbono*;

(d) NFPA 12A, *Norma sobre los Sistemas de Extinción de Incendios que utilizan Halon 1301*;

(e) NFPA 16, *Norma sobre la Instalación de Sistemas de Rociadores de Inundación de Espuma y Agua y Rociadores de Espuma y Agua*;

(f) NFPA 17, *Norma para los Sistemas de Extinción con Agentes Químicos Secos*;

5-12.5 Detección y Alarma.

5-12.5.1 Debe proveerse un medio aprobado para notificar rápidamente un incendio o emergencia a las personas dentro de la planta y al departamento de bomberos o a la ayuda mutua en caso de incendio u otra emergencia.

5-12.5.2 Las áreas, incluyendo edificios, en las cuales exista la posibilidad de que se produzcan derrames de líquidos inflamables debe monitorearse de manera adecuada. Dichos métodos pueden incluir:

(a) Observación y patrullaje por parte del personal;

(b) Equipos de monitoreo del proceso que indiquen la posibilidad de un derrame o una fuga;

(c) Instalación de detectores de gas para monitorear continuamente las áreas de las instalaciones que no son atendidas por el personal.

5-12.6 Planeamiento y Capacitación para Emergencias.

5-12.6.1 El personal responsable por el uso y operación de los equipos de protección contra incendio debe estar capacitado en el uso de dichos equipos. Debe llevarse a cabo una capacitación de revisión al menos una vez al año.

5-12.6.2 La planificación de medidas efectivas para el control de incendios deberá estar coordinada con las agencias locales de respuesta en caso de emergencia.

5-12.6.3 Deben establecerse procedimientos para permitir el cierre seguro de las operaciones bajo condiciones de emergencia. Deben existir programas de capacitación, inspección y ensayo periódico de las alarmas, interconexiones y sus controles.

5-12.6.4 Los procedimientos de emergencia deben estar fácilmente accesibles en las áreas de operaciones, y actualizados regularmente.

5-12.6.5 Cuando sea probable que los predios permanezcan sin atención durante períodos de tiempo considerables, debe colocarse un aviso ubicado en un sitio accesible y estratégico con un resumen del plan de emergencia.

5-12.7 Inspección y Mantenimiento.

5-12.7.1 Todos los equipos para la protección contra incendios deben ser mantenidos correctamente, y deben efectuarse inspecciones y ensayos periódicos de acuerdo tanto con las prácticas habituales como con las recomendaciones del fabricante de los equipos. Los sistemas de protección contra incendio a base de agua deben inspeccionarse, ensayarse y mantenerse de acuerdo con la norma NFPA 25, *Norma para la Inspección, Ensayo y Mantenimiento de los Sistemas de Protección contra Incendio a Base de Agua*.

5-12.7.2 Las prácticas de mantenimiento y operación deben controlar las pérdidas e impedir el derrame de líquidos inflamables.

5-12.7.3 Debe limitarse al mínimo la cantidad de materiales de desecho y residuos combustibles en las áreas de operación. Éstos deben almacenarse en recipientes metálicos cerrados y desocuparse diariamente.

5-12.7.4 El terreno alrededor de las instalaciones en las cuales se almacenan, manipulan o utilizan líquidos debe mantenerse libre de malezas, basura y otros materiales combustibles innecesarios.

5-12.7.5 Los pasillos establecidos para el movimiento del personal deben mantenerse libres de obstrucciones para permitir una evacuación ordenada y el fácil acceso para las actividades relacionadas con la lucha manual contra incendios.

Capítulo 6 - Publicaciones de Referencia

6-1 Los siguientes documentos o partes de ellos se mencionan en este código y deben ser considerados parte de los requisitos de este documento. La edición indicada para cada una de las referencias es la edición vigente a la fecha de la publicación de este documento de la NFPA.

6-1.1 Publicaciones de la NFPA. National Fire Protection Association, 1 Batterymarch Park, PO Box 9101, Quincy, MA 02269-9101.

NFPA 11, *Standard for Low Expansion Foam*, edición 1994.

NFPA 11A, *Standard for Medium- and High-Expansion Foam Systems*, edición 1994.

NFPA 12, *Standard on Carbon Dioxide Extinguishing Systems*, edición 1993.

NFPA 12A, *Standard on Halon 1301 Fire Extinguishing Systems*, edición 1992.

NFPA 13, *Standard for the Installation of Sprinkler Systems*, edición 1996.

NFPA 14, *Standard for the Installation of Standpipe and Hose Systems*, edición 1996.

NFPA 15, *Standard for Water Spray Fixed Systems for Fire Protection*, edición 1996.

NFPA 16, *Standard for the Installation of Deluge Foam-Water Sprinkler and Foam-Water Sprinkler Systems*, edición 1995.

NFPA 16A, *Standard for the Installation of Closed-Head Foam-Water Sprinkler Systems*, edición 1994.

NFPA 17, *Standard for Dry Chemical Extinguishing Systems*, edición 1994.

NFPA 25, *Standard for the Inspection, Testing, and Maintenance of Water-Based Fire Protection Systems*, edición 1995.

NFPA 30A, *Automotive and Marine Service Station Code* edición 1996.

NFPA 32, *Standard for Dry-cleaning Plants*, edición 1996.

NFPA 33, *Standard for Spray Application Using Flammable or Combustible Materials*, edición 1995.

NFPA 34, *Standard for Dipping and Coating Processes Using Flammable or Combustible Liquids*, edición 1995.

NFPA 35, *Standard for the Manufacture of Organic Coatings*, edición 1995.

NFPA 36, *Standard for Solvent Extraction Plants*, edición 1993.

NFPA 37, *Standard for the Installation and Use of Stationary Combustion Engines and Gas Turbines*, edición 1994.

NFPA 45, *Standard on Fire Protection for Laboratories Using Chemicals*, edición 1996.

NFPA 58, *Standard for the Storage and Handling of Liquefied Petroleum Gases*, edición 1995.

NFPA 59A, *Standard for the Production, Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG)*, edición 1996.

NFPA 69, *Standard on Explosion Prevention Systems*, edición 1992.

NFPA 70, *National Electrical Code*, edición 1996.

NFPA 80, *Standard for Fire Doors and Fire Windows*, edición 1995.

NFPA 90A, *Standard for the Installation of Air Conditioning and Ventilating Systems*, edición 1996.

NFPA 91, *Standard for Exhaust Systems for Air Conveying of Materials*, edición 1995.

NFPA 99, *Standard for Health Care Facilities*, edición 1996.

NFPA 101, *Life Safety Code*, edición 1994.

NFPA 231, *Standard for General Storage*, edición 1995.

NFPA 231C, *Standard for Rack Storage of Materials*, edición 1995.

NFPA 251, *Standard Methods of Tests of Fire Endurance of Building Construction and Materials*, edición 1995.

NFPA 303, *Fire Protection Standard for Marinas and Boatyards*, edición 1995.

NFPA 307, *Standard for the Construction and Fire Protection of Marina Terminals, Piers, and Wharves*, edición 1995.

NFPA 386, *Standard for Portable Shipping Tanks for Flammable and Combustible Liquids*, edición 1990.

NFPA 395, *Standard for the Storage of Flammable and Combustible Liquids at Farms and Isolated Sites*, edición 1993.

NFPA 505, *Fire Safety Standard for Powered Industrial Trucks Including Type Designations, Areas of Use, Maintenance, and Operation*, edición 1996.

NFPA 704, *Standard System for the Identification of the Fire Hazards of Materials for Emergency Response*, edición 1996.

6-1.2 Otras Publicaciones.

6-1.2.1 Publicaciones ANSI. American National Standards Institute, Inc., 11 West 42nd Street, New York, NY 10036.

ANSI B31, *American National Standard Code for Pressure Piping*, 1991.

ANSI B31.3, *Petroleum Refinery Piping*, 1993.

ANSI B31.4, *Liquid Petroleum Transportation Piping Systems*, 1992.

ANSI/UL 1313, *Nonmetallic Safety Cans for Petroleum Products*, 1993.

6-1.2.2 Publicaciones API. American Petroleum Institute, 1220 L Street, N.W., Washington, DC 20005.

API 12B, *Bolted Tanks for Storage of Production Liquids*, décima segunda edición, 1995

API 12D, *Field Welded Tanks for Storage of Production Liquids*, octava edición, 1994.

API 12F, *Shop Welded Tanks for Storage of Production Liquids*, séptima edición, 1994.

API 620, *Recommended Rules for the Design and Construction of Large, Welded, Low-Pressure Storage Tanks*, quinta edición, 1990.

API 650, *Welded Steel Tanks for Oil Storage*, octava edición, 1993.

API 1632, *Cathodic Protection of Underground Petroleum Storage Tanks and Piping systems*, 1987.

API 2000, *Venting Atmospheric an Low-Pressure Storage Tanks*, 1992.

6-1.2.3 Publicación ASME. American Society of Mechanical Engineers, 234 East Street, New York, NY 10017.

ASME, *Boiler and Pressure Vessel code*.

6-1.2.4 Publicaciones ASTM. American Society for Testing and Materials, 1916 Race Street, Philadelphia, PA 19103.

ASTM A 395, *Ferritic Ductile Iron Pressure-Retaining Castings for Use at Elevated Temperatures*, 19898.

ASTM D 5, *Test for Penetration for Bituminous Materials*, 1994.

ASTM D 56, *Standard Method of Test for Flash Point by the Tag Closed Cup Tester*, 1993.

ASTM D 86, *Standard Method of Test for Distillation of Petroleum Products*, 1995.

ASTM D 92, *Standard Test Method for Flash and Fire Points by Cleveland Open Cup*, 1990.

ASTM D 93, *Standard Test Methods for Flash Point by the Pensky-Martens Closed Tester*, 1994.

ASTM D 323, *Standard Method of Test for Vapor Pressure of Petroleum Products (Reid Method)*, 1989.

ASTM D 3278, *Standard Test Method of Tests for Flash Point of Liquids by Setaflash Closed Tester*, 1995.

ASTM D 3828, *Standard Test Methods for Flash Point by Small Scale Closed Tester*, 1993.

ASTM D 4021, *Standard Specification for Glass-fiber Reinforced Polyester Underground Petroleum Storage Tanks*, 1992.

ASTM F 852, *Standard for Portable Gasoline Containers for consumer Use*, 1986.

ASTM F 976, *Standard for Portable Kerosene Containers for Consumer Use*, 1986.

6-1.2.5 Publicación ATA. American Trucking Association, Traffic Department, 2200 Mill Road, Alexandria, VA 22314.

National Motor Freight Classification.

6-1.2.6 Publicaciones NACE. National Association of Corrosion Engineers, P.O. Box 218340, Houston, TX 77218.

Norma NACE RP-01 (Rev. 1983), *Práctica Recomendada, Corrosion of External Corrosion of Underground or Submerged Metallic Piping Systems*, 1969.

Norma NACE RP-02, *Práctica Recomendada, Control of External Corrosion on Metallic Buried, Partially Buried, or Submerged Liquid Storage Systems*, 1985.

6-1.2.7 Publicación NRFC. National Railroad Freight Committee, 222 South Riverside Plaza, Chicago, IL 60606-5945.

Uniform Freight Classification.

6-1.2.8 Publicación STI. Steel Tank Institute, 570 Oakwood Road, Lake Zurich, IL 60047.

sti-P, *Specification and Manual for External Corrosion of Underground Steel Storage Tanks*, 1996.

6-1.2.9 Publicaciones UL. Underwriters Laboratories Inc., 333 Pfingsten Road, Northbrook, IL 60062.

UL 58, *Standard for Steel Underground Tanks for Flammable and Combustible Liquids*, 1986.

UL 80, *Standard for Steel Inside Tanks for Oil Burner Fuel*, 1980.

UL 142, *Standard for Steel Aboveground Tanks for Flammable and Combustible Liquids*, 1993.

UL 971, *Standard for Nonmetallic Underground Piping for Flammable Liquids*, 1992.

UL 1316, *Standard for Glass-Fiber Reinforced Plastic Underground Storage Tanks for Petroleum Products, Alcohol, and Alcohol-Gasoline Mixtures*, 1994.

UL 1746, *Standard for External corrosion Protection Systems for Steel Underground Storage Tanks*, Parte 1, 1993.

UL 2085, *Standard for Insulated Aboveground Tanks for Flammable Liquids*, 1995.

6-1.2.10 Publicación ULC. Underwriters Laboratories of Canada, 7 Crouse Road, Scarborough, Ontario, Canada.

ULC-S603.1 M, *Standard for Galvanic Corrosion Protection Systems for Steel Underground Tanks for Flammable and combustible Liquids.*

6-1.2.11 Publicación de las Naciones Unidas. United Nations Headquarters, New York, NY 10017.

Recommendations on the Transport of Dangerous Goods, novena edición revisada, 1995.

6-1.2.12 Publicación del Gobierno de los Estados Unidos. U.S. Government Printing Office, Washington, DC 20402.

Code of Federal Regulations, Título 49, Transportation.

Apéndice A – Material Aclaratorio

Este Apéndice no forma parte de los requisitos de este documento NFPA, pero se incluye únicamente con propósitos informativos.

A-1.1.2(a) Los líquidos que son sólidos a 100°F o más, pero que se manipulan, utilizan o almacenan a temperaturas superiores a sus puntos de inflamación, deben ser revisados contra las secciones pertinentes de este código.

A-1.1.2(c) Ciertas mezclas de líquidos inflamables o combustibles e hidrocarburos halogenados no exhiben punto de inflamación empleando los métodos normales de copa cerrada, o bien exhiben puntos de inflamación elevados. Sin embargo, si el hidrocarburo halogenado es el componente más volátil, la evaporación preferencial de este componente puede resultar en un líquido que sí posee punto de inflamación o con un punto de inflamación inferior al de la mezcla original. Para evaluar los riesgos de incendio de este tipo de mezclas, se deben efectuar ensayos de punto de inflamación después de la evaporación fraccional del 10, 20, 40, 60, o hasta 90 por ciento de la muestra original u otras fracciones representativas de las condiciones de uso. Para sistemas tales como tanques de proceso abiertos o derrames al aire libre, puede ser más adecuado estimar los riesgos de incendio utilizando un método de copa abierta.

A-1.1.2(d) Ver norma NFPA 30B, *Código para la Fabricación y Almacenamiento de Productos en Aerosol*.

A-1.1.3(a) Los requisitos para el transporte de líquidos inflamables y combustibles se encuentran en la norma NFPA 385, *Norma para Vehículos Tanque para Líquidos Inflamables y Combustibles*, y en el Título 49, *Código de Reglamentaciones Federales*, Partes 100 a 199.

A-1.1.3(b) Ver norma NFPA 31, *Norma para la Instalación de Equipos que Queman Petróleo*.

A-1-2 Los requisitos para el almacenamiento y uso seguro de una gran variedad de líquidos inflamables y combustibles comúnmente disponibles dependen fundamentalmente de sus características respecto a los incendios, particularmente su punto de inflamación, que constituye la base para el sistema de clasificación dado en la Sección 1-7. Debe notarse que la clasificación de un líquido puede cambiar por la contaminación. Por ejemplo, colocar un líquido Clase II dentro de un tanque que haya contenido un líquido Clase I puede cambiar el punto de inflamación del primero de manera que caiga dentro del rango de los líquidos Clase I. La misma situación se puede producir cuando se expone un líquido Clase II a los vapores de un líquido Clase I a través de una línea de vapores que los interconecte. (Ver 2-3.7.4 y 2-4.5.6.) En estos casos debe tenerse cuidado y aplicar los requisitos correspondiente a la clasificación verdadera. En la norma NFPA 49, *Datos sobre Productos Químicos Peligrosos*, y a la norma NFPA 325, *Guía para las Propiedades Respecto a los Riesgos de Incendio de los Líquidos Inflamables, Gases y Sólidos Volátiles*, se encuentran los puntos de inflamación y otros datos relacionados con los riesgos de incendio.

La volatilidad de los líquidos aumenta con la temperatura. Cuando se exponen líquidos Clase II o Clase III a condiciones de almacenamiento, condiciones de uso, u operaciones de procesamiento en las cuales se los calienta natural o artificialmente hasta una temperatura igual o superior a sus puntos de inflamación, puede ser necesario adoptar medidas adicionales de seguridad contra incendio. Estas incluyen la

ventilación, exposición a las fuentes de ignición, endicamiento y clasificación eléctrica de áreas.

También puede ser necesario tomar en cuenta consideraciones adicionales de seguridad contra incendio para el almacenamiento y uso seguro de líquidos que posean características de combustión inusuales, que estén sujetos a la ignición espontánea al ser expuestos al aire, que sean altamente reactivos con otras sustancias, que estén sujetos a descomposición explosiva, o que posean otras propiedades especiales que requieran medidas de seguridad superiores a las especificadas para los líquidos normales de similar clasificación de acuerdo con su punto de inflamación.

A-1-6 Aprobado. La National Fire Protection Association no aprueba, inspecciona ni certifica instalaciones, procedimientos, equipos ni materiales, ni aprueba ni evalúa laboratorios de ensayo. Para determinar la aceptabilidad de instalaciones, procedimientos, equipos o materiales, la autoridad competente puede basar el criterio de aceptación en el cumplimiento con normas NFPA u otras normas adecuadas. En ausencia de tales normas, dicha autoridad puede exigir evidencia de instalación, procedimiento o uso correcto. La autoridad competente puede, asimismo, remitirse a las prácticas del listado y sellado de una organización vinculada a la evaluación de productos, que se encuentre en condiciones de determinar el cumplimiento con las normas adecuadas para la producción actual de los ítems listados.

A-1-6 Tanque Atmosférico. Los tanques de techo plano de estilos más antiguos estaban diseñados para operar a presiones comprendidas entre la atmosférica y 0,5 lb/pulg² manom. (760 mm Hg a 786 mm Hg), medidas en la parte superior del tanque. Esta limitación se estableció para evitar esfuerzos continuos sobre las placas del techo del tanque.

A-1-6 Autoridad Competente. En los documentos de la NFPA la frase "autoridad competente" se emplea de manera amplia, ya que las jurisdicciones y agencias de aprobación varían, como también varían sus responsabilidades. Cuando la prioridad es la seguridad pública, la autoridad competente podrá ser un departamento o representante federal, estatal, local o regional, tal como un jefe de bomberos; comisario de bomberos; jefe de una oficina de prevención de incendios, departamento de trabajo o departamento de salud; funcionario de la construcción; inspector eléctrico; u otros que posean autoridad estatutaria. A los fines de los seguros, la autoridad competente podrá ser un departamento de inspección de las aseguradoras, una oficina de clasificaciones u otro representante de las compañías de seguros. En muchas circunstancias el propietario o su representante legal asumen el papel de autoridad competente; en las instalaciones gubernamentales el funcionario a cargo o el funcionario departamental podrán ser la autoridad competente.

A-1-6 Ebullición Desbordante (Boil-over). Una ebullición desbordante, es un fenómeno muy diferente a un rebose por espumación "slop-over" o un rebose por frotación "froth-over". Un "slop-over" involucra una menor producción de espuma que se produce al rociar agua sobre la superficie caliente del petróleo en combustión. El "froth-over" no está asociado con un incendio, sino que se produce cuando hay agua presente o ingresa a un tanque que contiene petróleo viscoso caliente. Al mezclarse, la súbita conversión del agua en vapor provoca que una porción del contenido del tanque se derrame.

A-1-6 Listado. El medio empleado para identificar los equipos listados puede variar para cada organización relacionada con la

evaluación de productos, algunas de las cuales no reconocen que los equipos están listados a menos que también posean sello. La autoridad competente debe utilizar el sistema empleado por la organización que confecciona el listado para identificar un producto listado.

A-1-6 Bodegas (Depósitos). Las operaciones de depósito referidas en estas definiciones son aquellas operaciones que no sean accesibles al público e incluyen operaciones de depósitos de propósitos generales, de mercaderías, de distribución e industriales.

A-1-7.2 Punto de Ebullición. En el punto de ebullición, la presión atmosférica circundante ya no puede mantener el líquido en estado líquido y el líquido entra en ebullición. Un punto de ebullición bajo indica una presión de vapor elevada y una elevada tasa de evaporación.

A-1-7.2 Punto de Inflamación. El punto de inflamación es una medida directa de la volatilidad de un líquido, de su tendencia a vaporizarse. Mientras más bajo sea el punto de inflamación, mayor será la volatilidad y mayor el riesgo de incendio. El punto de inflamación se determina usando uno de los diferentes procedimientos y equipos de ensayo especificados en 1-7.4.

Los líquidos que poseen un punto de inflamación igual o inferior a la temperatura ambiente se encienden fácilmente y arden rápidamente. Al encenderse, las llamas se propagan rápidamente sobre la superficie de dichos líquidos, ya que no es necesario que el incendio entregue energía para calentar el líquido y generar más vapores. La gasolina constituye un ejemplo común. Los líquidos que poseen un punto de inflamación superior a la temperatura ambiente implican un riesgo menor, ya que deben ser calentados para que los vapores generados sean suficientes para tomarlos inflamables; es más difícil encenderlos y presentan menor potencial para la generación y propagación de vapores. Un ejemplo común lo constituye el aceite empleado para calefacción domiciliaria (Fuel Oil No. 2). El aceite empleado para calefacción domiciliaria debe ser atomizado hasta lograr un rocío fino antes de ser fácilmente encendido.

Ciertas soluciones de líquidos en agua muestran un punto de inflamación al ser ensayados con los procedimientos de ensayo normales de copa cerrada, pero no arderán y hasta podrían extinguir un incendio. Para ayudar a identificar dichas soluciones, resultan de utilidad las siguientes normas: ASTM D4207, *Método de Ensayo Normalizado para la Combustión Sostenida de Mezclas de Líquidos de Baja Viscosidad Mediante el Ensayo con Mecha*, y ASTM D4206, *Método de Ensayo Normalizado para la Combustión Sostenida de Mezclas de Líquidos mediante el Ensayador Setaflash (Open Cup)*. Las mezclas de líquidos que no sostienen la combustión durante un período de tiempo especificado a una temperatura especificada se consideran no combustibles. Estos ensayos proporcionan información adicional para determinar el correcto almacenamiento y manipuleo de estas mezclas. En espacios confinados, estas mezclas podrían igualmente crear una mezcla inflamable de vapores-aire, dependiendo de la cantidad de líquido inflamable presente en la mezcla y de la cantidad derramada.

El "punto de llama" está relacionado con el punto de inflamación. El punto de llama de un líquido es la temperatura a la cual la ignición de los vapores resultará en una combustión continua. Como lo sugiere el término "punto de inflamación", los vapores generados a dicha temperatura se inflamarán, pero no necesariamente continuarán ardiendo. La diferencia entre punto de inflamación y punto de llama posee cierta significación cuando se efectúan ensayos de punto de

inflamación [ver las referencias en 4-1.1.2 a la norma ASTM D92, *Punto de Llama*, y *Código de Reglamentaciones Federales, Título 49, (Reglamentaciones para el Transporte de Materiales Peligrosos del Departamento de Transporte de los Estados Unidos), Método de Ensayo para la Combustibilidad Sostenida.*] Sin embargo, el punto de inflamación de copa cerrada se utiliza para clasificar los líquidos y caracterizar sus riesgos.

Para más información ver norma ASTM E502, *Método de Ensayo Normalizado para la Selección y Uso de las Normas ASTM para la Determinación del Punto de Inflamación de los Productos Químicos mediante los Métodos de Copa Cerrada y el Manual ASTM sobre Normas para Punto de Inflamación y su Uso.*

A-1-7.2 Presión de Vapor. La presión de vapor es una medida de la presión que el líquido ejerce contra la atmósfera. Al igual que la atmósfera ejerce presión sobre la superficie del líquido, el líquido también ejerce presión. La presión de vapor generalmente es inferior a la presión atmosférica y es una medida de la tendencia a evaporarse que posee el líquido, de pasar del estado líquido al estado gaseoso. También se hace referencia a esta tendencia como volatilidad, y es por ello que se utiliza el término "volátil" para describir a los líquidos que se evaporan muy fácilmente. Mientras mayor sea la presión de vapor, mayor será la tasa de evaporación y menor el punto de ebullición. Dicho de manera sencilla, esto significa más vapores y un aumento del riesgo de incendio.

A-1-7.3 La clasificación de los líquidos se basa en los puntos de inflamación corregidos al nivel del mar, de acuerdo con los procedimientos de ensayo ASTM correspondientes. A elevadas altitudes, los puntos de inflamación reales pueden ser significativamente menores que aquellos observados al nivel del mar o corregidos a la presión atmosférica correspondiente al nivel del mar. Es posible que sea necesario tener en cuenta ciertas tolerancias para considerar esta diferencia y así poder evaluar correctamente los riesgos.

La Tabla A-1-7.3 presenta una comparación de las definiciones y clasificación de los líquidos inflamables y combustibles, de acuerdo a lo expresado en la Sección 1-7 de este código, con los sistemas de definiciones y clasificación similares empleados por otros cuerpos regulatorios.

NOTA: Las Reglamentaciones para el Transporte de Materiales Peligrosos del Departamento de Transporte de los Estados Unidos (DOT), de acuerdo con el *Código de Reglamentaciones Federales, Título 49, Partes 173.120(b)(2) y 173.150(f)*, proporcionan una excepción por la cual un líquido inflamable que posee un punto de inflamación comprendido entre 100°F (37,8°C) y 141°F (60,5°C) y que además no cumple con ninguna de las definiciones de las otras clases de riesgos del Departamento de Transporte de los Estados Unidos, puede ser reclasificado como un líquido combustible [es decir, uno que posee un punto de inflamación superior a 141°F (60,5°C)] para su transporte carretero o ferroviario dentro de los Estados Unidos.

A-2-3.1 Para información adicional ver la norma PEI RP200, *Recommended Practices for Installation of Aboveground Storage Systems for Motor Vehicle Fueling.*

Tabla A-1-7.3 Clasificación comparativa de los líquidos

Agencia	Clasificación de la agencia	Punto de inflamación de la agencia		Definición NFPA	Clasificación NFPA	Punto de inflamación de la NFPA	
ANSI/CMA Z129.1-1994	Inflamable	<141°F	< 60,5°C	Inflamable Combustible	Clase I Clase II Clase IIIA	<100°F ≥ 100°F a <140°F ≥ 140°F a <200°F	< 37,8°C ≥ 37,8°C a < 60°C ≥ 60°C a < 93°C
	Combustible	≥141°F a <200°F	≥ 60,5°C a <93°C	Combustible	Clase IIIA	≥ 140°F a <200°F	≥ 60°C a < 93°C
DOT	Inflamable	<141°F	< 60,5°C	Inflamable Combustible	Clase I Clase II Clase IIIA	<100°F ≥ 100°F a <140°F ≥ 140°F a <200°F	(37,8°C) ≥ 37,8°C a < 60°C ≥ 60°C a < 93°C
	Combustible	≥141°F a <200°F	≥ 60,5°C a <93°C	Combustible	Clase IIIA	≥ 140°F a <200°F	≥ 60°C a < 93°C
DOT HM-181 Excepción doméstica ¹	Inflamable	<100°F	(37,8°C)	Inflamable	Clase I	<100°F	(37,8°C)
	Combustible	≥ 100°F a <200°F	≥ 37,8°C a <93°C	Combustible	Clase II Clase IIIA	≥ 100°F a <140°F ≥ 140°F a <200°F	≥ 37,8°C a <60°C ≥ 60°C a <93°C
UN	Inflamable	< 141°F	<60,5°C	Inflamable Combustible	Clase I Clase II Clase IIIA	<100°F < 100°F a <140°F ≥ 140°F a <200°F	(37,8°C) ≥ 37,8°C a <60°C ≥ 60°C a <93°C
	Combustible	≥ 141°F a < 200°F	≥ 60,5°C a <93°C	Combustible	Clase II Clase IIIA	≥ 100°F a <140°F ≥ 140°F a <200°F	≥ 37,8°C a <60°C ≥ 60°C a <93°C
OSHA	Inflamable	< 100°F	(37,8°C)	Inflamable	Clase I	<100°F	(37,8°C)
	Combustible	≥ 100°F	≥ 37,8°C	Combustible	Clase II Clase IIIA Clase IIIB ²	≥ 100°F a <140°F ≥ 140°F a <200°F ≥ 200°F	≥ 37,8°C a <60°C ≥ 60°C a <93°C (≥ 93°C)

¹ Ver "NOTA" en A-1.7.3. ² Ver Código de Reglamentaciones Federales, Título 29, 1910.106 para las excepciones de líquidos Clase IIIB.

A-2-3.4.3(b) Un endicamiento para un tanque de almacenamiento ubicado por encima del nivel del terreno normalmente se dimensiona para contener la totalidad de los contenidos del mayor tanque unitario ubicado dentro del mismo. Algunos diseños también podrían incorporar suficiente capacidad adicional para acomodar las precipitaciones o el agua empleada en la lucha contra incendios. Esta capacidad adicional generalmente está determinada por las condiciones locales.

A-2-3.5.7 Ver la norma NFPA 69, *Norma sobre Sistemas para la Prevención de Explosiones*.

A-2-3.6.7 Excepción No. 1. El etil alcohol (etanol) posee un calor de combustión de 11.548 Btu/lb (26,8 mill Joules por kg) y una tasa de combustión de 0,000626 lb/pie² por seg (0,015 kg/m² seg). La tasa de combustión se calculó en base a incendios de piletta en recipientes de baja altura con diámetros comprendidos entre 0,7 pie y 16,5 pie (0,2 m a 5,0 m). Los incendios de piletta ardieron a tasa constante en un ambiente libre de viento. La razón entre la altura del labio del recipiente (capacidad adicional) y el diámetro del recipiente fue de aproximadamente 0,06. Los detalles de estos ensayos se pueden encontrar en el documento "Ensayos de incendio de Tanques de Almacenamiento para Combustibles Destilados", Informe para Clientes CR-5727.1, preparado para la Asociación de Destiladores Canadienses.

A-2-3.9.1 Para mayor información ver las normas API 2015, *Cleaning Petroleum Storage Tanks*; API 2015A, *A Guide for Controlling the Lead Hazard Associated with Tank Entry and Cleaning*, y API 2015B, *Cleaning Open Top and Covered Floating Roof Tanks*.

A-2-4.2.1 Ver la norma PEI RP-100-90, *Prácticas Recomendadas para la Instalación de Sistemas de Almacenamiento de Líquidos Subterráneos*.

A-2-4.3(b) Ver la norma del Underwriters Laboratories UL 1316, *Standard for Glass-Fiber Reinforced Plastic*

Underground Storage Tanks for Petroleum Products, Alcohol, and Alcohol-Gasoline Mixtures, y la norma UL 1746, *Standard for External Corrosion Protection Systems for Steel Underground Storage Tanks, Parte I*.

A-2-4.3.1 Para mayor información ver la norma API 1615, *Installation of Underground Petroleum Storage Systems*.

A-2-4.4.3(b) Podría requerir capacitación especial.

A-2-4.5.1 Ver también 2-1.1 de la norma NFPA 30A, *Norma sobre Estaciones de Servicio Automotrices y Marítimas*.

A-2-5 La Sección 2-5 presenta un enfoque que permite considerable flexibilidad para su cumplimiento sin comprometer la seguridad contra incendios, a la vez que fomenta la inventiva en la aplicación de los principios de seguridad contra incendios para lograr los objetivos pretendidos, delineados en los criterios de desempeño establecidos al comienzo de cada una de las subsecciones. Cada subsección ha sido escrita con su primera oración delineando el criterio de desempeño que, si se lo implementa, lograría el cumplimiento con dicha subsección. Para clarificar la intención de cada uno de los criterios de desempeño, los párrafos subsiguientes constituyen un método para lograr el cumplimiento con la intención pensada en los requisitos de desempeño. Se reconoce que se pueden emplear otras combinaciones de requisitos para cumplir con la intención de los criterios de desempeño, siempre que dichos requisitos sean aceptables para la autoridad competente.

A-2-5.1.2(b) Ver la norma NFPA 68, *Guía para el Venteo de Deflagraciones*.

A-2-5.2.2 Ver norma NFPA 220, *Norma sobre los Tipos de Construcción para Edificios*.

A-2-5.2.4 Ver la norma NFPA 68, *Guía para el Venteo de Deflagraciones*.

A-2-5.2.5 La norma NFPA 101, *Código de Seguridad Humana*, proporciona información sobre el diseño de los medios de salida.

A-2-5.3.2 Los equipos ubicados en las áreas de almacenamiento cerradas pueden deteriorarse con el tiempo y deberían efectuarse muestreos periódicos para verificar que no hayan aumentado las tasas de pérdida y que la tasa de ventilación sea adecuada para cualquier aumento de las tasas de pérdida.

A-2-5.3.4 Las normas NFPA 91, *Norma para los Sistemas de Extracción para el Transporte Aéreo de Materiales*, y NFPA 90A, *Norma para la Instalación de Sistemas de Aire Acondicionado y Ventilación*, proporcionan información sobre este tema.

A-2-5.4.5 El Apéndice A de la norma NFPA 15, *Norma para los Sistemas Fijos Pulverizadores de Agua para Protección contra Incendio*, proporciona información sobre este tema.

A-2-5.7.3 Las normas NFPA 497A, *Práctica Recomendada para la Clasificación de Ubicaciones Peligrosas (Clasificadas) Clase I para Instalaciones Eléctricas en Áreas de Procesos Químicos*, y NFPA 497M, *Manual para la Clasificación de Gases, Vapores, y Polvos para Equipos Eléctricos en Ubicaciones Peligrosas (Clasificadas)*, servirán de guía.

A-2-5.7.5 La norma NFPA 496, *Norma para Recintos Purgados y Presurizados para Equipos Eléctricos*, proporciona detalles para estos tipos de instalaciones.

A-2-5.8.2.3 Ver la norma NFPA 51B, *Norma para la Prevención de Incendios en la Utilización de Procesos de Corte y Soldadura*.

A-2-5.8.2.4 La norma NFPA 77, *Práctica Recomendada sobre Electricidad Estática*, proporciona información sobre este tema.

A-2-5.8.6.1 La norma NFPA 10, *Norma para Extintores de Incendio Portátiles*, proporciona información sobre la idoneidad de los diversos tipos de extintores de incendio.

A-2-5.8.6.2 Ver las normas NFPA 13, *Norma para la Instalación de Sistemas Rociadores*, y NFPA 14, *Norma para la Instalación de Sistemas de Hidrantes y Mangueras*.

A-2-5.8.6.3 La norma NFPA 11C, *Norma para los Aparatos de Espuma Móviles*, proporciona información sobre este tema.

A-2-5.8.7.2 Ver la norma NFPA 24, *Norma para la Instalación de Redes Maestras Privadas para Servicio de Incendio y sus Accesorios*, para información sobre este tema.

A-2-5.8.7.3 Ver las normas NFPA 13, *Norma para la Instalación de Sistemas Rociadores*; NFPA 15, *Norma para los Sistemas Fijos Pulverizadores de Agua para Protección contra Incendio*; y NFPA 16, *Norma para la Instalación de Sistemas de Rociadores de Inundación de Espuma y Agua y Rociadores de Espuma y Agua*, para información sobre estos temas.

A-2-5.8.7.4 Ver también la norma NFPA 16A, *Norma para Sistemas Rociadores de Espuma y Agua de Rociadores Cerrados*.

A-2-6.1 El Apéndice E de la norma API 650, *Tanques de Acero Soldados para Almacenamiento de Petróleo*, y el Apéndice B de la norma API 620, *Reglas Recomendadas para el Diseño y*

Construcción de Grandes Tanques de Almacenamiento Soldados de Baja Tensión, proporcionan información sobre las fundaciones para los tanques.

A-2-6.3 Para mayor información ver las normas ASTM E119, *Métodos de Ensayo Normalizados para la Construcción de Edificios y sus Materiales*, y UL 1709, *Norma para los Ensayos de Incendio de Crecimiento Rápido para los Materiales de Protección para Acero Estructural*.

A-2-6.4 El Apéndice N de la norma API 620, *Reglas Recomendadas para el Diseño y Construcción de Grandes Tanques de Almacenamiento Soldados de Baja Presión*, contiene información sobre las estructuras portantes.

A-2-7 Las normas NFPA 77, *Práctica Recomendada sobre Electricidad Estática*, y NFPA 780, *Norma para la Instalación de Sistemas de Protección contra Rayos*, proporcionan información sobre este tipo de protección.

A-2.8.3 Ver las normas PEI RP200-94, *Prácticas Recomendadas para la Instalación de Sistemas de Almacenamiento sobre el Nivel del Terreno para la Carga de Combustible a Vehículos Automotores*, y STI R931-96, *Instrucciones para la Instalación y Ensayo de los Tanques de Almacenamiento de Pared Doble Ubicados encima del Nivel del Terreno*, para los requisitos adicionales para el ensayo de tanques de contención secundaria.

A-2-8.7 Para información sobre el ensayo de los tanques subterráneos ver la norma NFPA 329, *Práctica Recomendada para el Manejo de Liberaciones Subterráneas de Líquidos Inflamables y Combustibles*. Para información sobre el ensayo de los tanques ubicados por encima del nivel del terreno ver la norma API 653, *Inspección, Reparación, Alteración, y Reconstrucción de Tanques*.

A-2-8.8 Para información adicional, ver la norma API 653, *Inspección, Reparación, Alteración, y Reconstrucción de Tanques*.

A-2-11 Ver la norma NFPA 329, *Práctica Recomendada para el Manejo de Liberaciones Subterráneas de Líquidos Inflamables y Combustibles*, para información sobre los métodos de ensayo.

A-3-5.1 La norma API 2218, *Prácticas para Resistencia al Fuego en Plantas de Procesamiento de Petróleo y Productos Petroquímicos*, contiene una guía para la selección e instalación de los revestimientos resistentes al fuego para proteger los apoyos de acero expuestos contra la exposición a incendios de alto riesgo. También contiene una discusión general acerca de la determinación de la necesidad de dicha protección y la estimación de la extensión del área expuesta.

A-3-6 Es aconsejable que las tuberías de acero enterradas estén revestidas con un material adecuado y que cuenten con protección catódica. Las tuberías de acero galvanizado, solo y sin otros métodos de protección contra la corrosión, no son aceptables para las tuberías subterráneas. Las uniones giratorias de acero y los conectores flexibles de acero inoxidable también deberían ser resistentes a la corrosión cuando estén en contacto con el suelo. Por lo tanto, es aconsejable que dichos accesorios también estén revestidos y cuenten con protección catódica cuando estén instalados entre tanques y tuberías no metálicas, compatibles, tales como plástico reforzado con fibra de vidrio.

A-3-10 Cuando haya tuberías verticales para carga y descarga de líquidos Clase II o Clase IIIA ubicadas en la misma área inmediata que las tuberías verticales para carga y descarga de líquidos Clase I, debe considerarse proveer medios fehacientes, tales como diferentes tamaños de tuberías, dispositivos de conexión, bloqueos especiales, u otros métodos diseñados para impedir la transferencia accidental de líquidos Clase I hacia o desde cualquier recipiente o tanque empleado para líquidos Clase II o Clase IIIA.

Excepción No. 1: No es necesario aplicar este requisito a los líquidos miscibles en agua cuando la clase está determinada por la concentración del líquido en el agua.

Excepción No. 2: No es necesario aplicar este requisito cuando se limpian los equipos entre una transferencia y la siguiente.

A-4-3.4 No se ha demostrado que sea necesario ventear los armarios de almacenamiento para los propósitos de protección contra incendio. Además, el venteo de un armario comprometería la capacidad del armario de proteger adecuadamente sus contenidos contra su participación en un incendio, ya que los armarios en general no son ensayados con venteo. Por lo tanto, no se recomienda el venteo de los armarios de almacenamiento.

Sin embargo, se reconoce que algunas jurisdicciones pueden exigir el venteo de los armarios de almacenamiento y que este venteo puede ser deseable por otros motivos, tales como la salud y la seguridad. En estos casos es aconsejable que el sistema de venteo esté instalado de manera que no afecte significativamente el desempeño deseado para el armario durante un incendio. Los medios para lograr este objetivo pueden incluir amortiguadores activados térmicamente colocados sobre las aberturas de venteo o una aislación suficiente del sistema de tuberías de venteo que impida que la temperatura interna del armario se eleve por encima de la temperatura especificada. Cualquier aire de reposición hacia el armario también debería estar dispuesto de manera similar.

Si cuenta con venteo, es aconsejable que el armario ventee desde la parte inferior, con alimentación de aire de reposición desde la parte superior. Además, se prefiere la ventilación mecánica por extracción y ésta debe cumplir con la norma NFPA 91, *Norma para los Sistemas de Extracción para el Transporte Aéreo de Materiales*. Se recomienda evitar las conexiones a través de múltiples de las tuberías de venteo de varios armarios de almacenamiento.

A-4-4.2.5 La norma NFPA 68, *Guía para el Venteo de Deflagraciones*, proporciona información sobre este tema.

A-4-4.2.7 La altura apropiada para los zócalos, cordones o umbrales depende de diversos factores, incluyendo el máximo volumen de derrame esperado, la superficie del piso, y la existencia de sistemas de drenaje. Históricamente, los zócalos y umbrales se han construido de 4 pulg. (10cm) de altura. Pueden emplearse una variedad de alturas de zócalos, cordones y umbrales para obtener el volumen de contención deseado en cada una de las áreas de contención. A manera de guía, un área de 1 pies² (0,09m²) con una altura de agua de 1 pulg. (2,5cm) es igual a 0,62 gal (2,35L). Una vez establecida la cantidad total de contención de líquido necesaria se pueden calcular las alturas necesarias para los zócalos, cordones o umbrales. Si se emplean zanjas con rejas abiertas, el volumen de la zanja debería ser capaz de contener el volumen correspondiente al máximo derrame esperado o estar conectado de alguna manera a un sistema de drenaje correctamente diseñado.

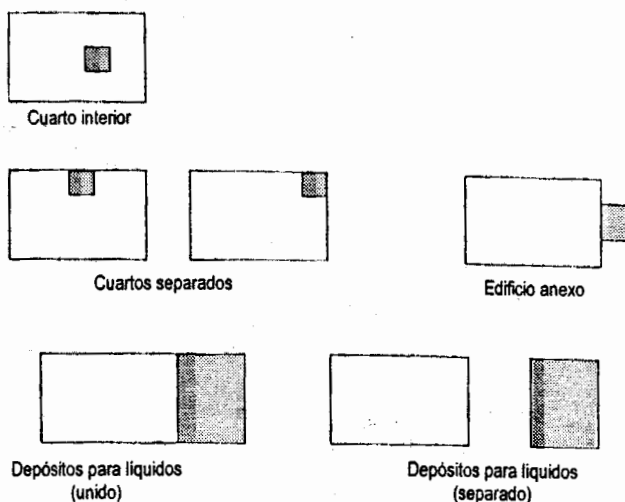


Figura A-4-4(b) Ejemplos de las diversas áreas interiores para almacenamiento de líquidos. Las áreas sombreadas corresponden a las áreas de almacenamiento para líquidos.

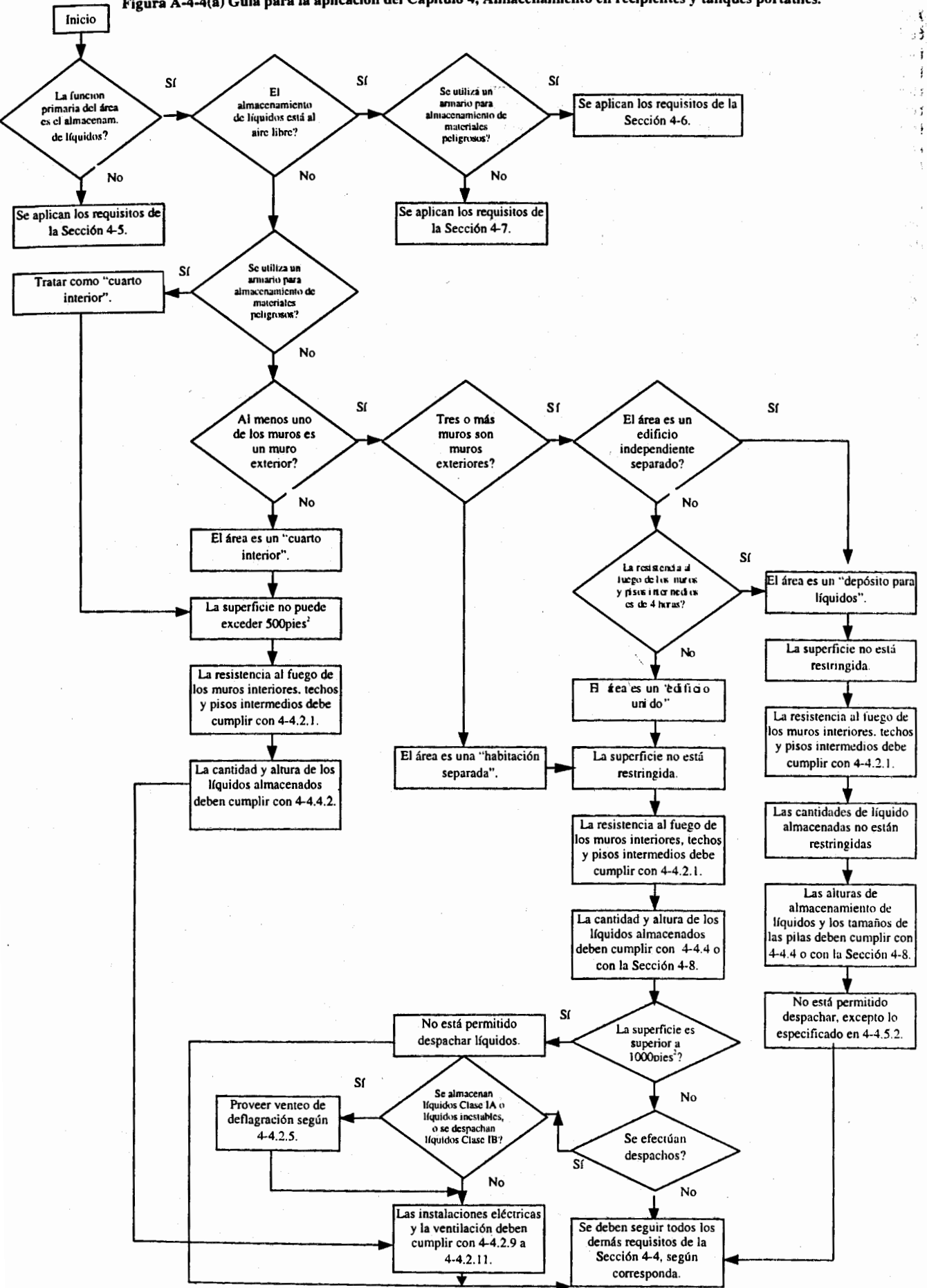
A-4-4.2.8 El agua de los rociadores puede transportar líquidos en combustión hacia áreas no afectadas, incluyendo las áreas debajo de otras pilas o estanterías de almacenamiento, propagando aún más el incendio. Por lo tanto es importante controlar el flujo de los líquidos, incluyendo el agua de los rociadores, y eliminarlos de manera segura del área afectada.

Esto se puede lograr utilizando uno o más de los sistemas:

- (a) Zócalos herméticos a los líquidos, cordones, sardineles, o umbrales que posean una altura adecuada, no combustibles, en la parte exterior de las aberturas;
- (b) Umbrales elevados interiores herméticos a los líquidos, incombustibles, cordones u otras estructuras para desviar el flujo;
- (c) Pisos inclinados;
- (d) Zanjas con rejas abiertas o drenajes de piso conectados a un sistema de drenajes correctamente diseñado;
- (e) Imbornales de pared que descarguen hacia una ubicación segura o un sistema de drenaje correctamente diseñado;
- (f) Otros medios aceptables para la autoridad competente.

Los sistemas de drenaje, incluyendo las zanjas, los drenajes y los propios imbornales de pared, deberían estar diseñados de manera de poder manejar la tasa de flujo de agua esperada de los rociadores y chorros de las mangueras. Si esto no es así, los líquidos inflamados podrían propagarse a través del área de almacenamiento y potencialmente hacia otras áreas no afectadas. Los sistemas de drenaje también deberían terminar en una ubicación segura de manera de no exponer subsiguientemente otras instalaciones importantes, propiedades adyacentes, o recursos naturales importantes. Estas "ubicaciones seguras" pueden ser piletas de recolección, sumideros, fosas, tanques de recolección, instalaciones para tratamiento de desechos especialmente diseñados, u otras ubicaciones capaces de contener de manera segura los líquidos descargados. Ya que en casi todos los casos resulta poco práctico dimensionar dichas ubicaciones en base al máximo tiempo de operación posible de los rociadores y chorros de las mangueras, la práctica habitual consiste en dimensionarlas en base a la operación de los rociadores y los chorros de las mangueras durante un período de tiempo especificado.

Figura A-4-4(a) Guía para la aplicación del Capítulo 4, Almacenamiento en recipientes y tanques portátiles.



El período de tiempo adecuado depende de cada situación en particular y de las potenciales consecuencias que se producirían en caso que se supere el volumen especificado. La evaluación de las potenciales consecuencias debería considerar lo siguiente:

- (a) Propiedades y riesgos de los materiales en el área de almacenamiento de líquidos;
- (b) Tipo y diseño del sistema(s) de protección contra incendios, incluyendo las tasas de flujo esperadas;
- (c) Topografía y superficie (tipo de suelo) del área circundante;
- (d) Proximidad de otros edificios importantes, propiedades adyacentes y recursos naturales críticos;
- (e) Planes de contingencia (o sistemas de respaldo) y la disponibilidad de recursos para implementarlos;
- (f) Capacidades y tiempo de respuesta de los que responderán en caso de emergencia; y
- (g) Otros códigos y reglamentaciones aplicables.

A-4-4.2.9 Ver la norma NFPA 70, *Código Eléctrico Nacional*, para información sobre el diseño e instalación de cableados y equipos eléctricos.

A-4-4.2.10 Ver la norma NFPA 70, *Código Eléctrico Nacional*, para mayor información.

A-4-4.3.8 Ver la norma NFA 386, *Norma para Tanques de Envío Portátiles para Líquidos Inflamables y Combustibles*, para información sobre el diseño de tanques portátiles.

A-4-4.4.1 Excepción. Las otras disposiciones incluyen, pero no están limitadas a, aumentos en la altura de las pilas, tamaño de las pilas, o máxima cantidad total almacenada, o empleo de estanterías de múltiples hileras o bodegas en varias plantas.

A-4-5.2.4 Excepción No. 2: En base a trabajos efectuados por Factory Mutual Research Corp. se determinó que los líquidos inflamables en recipientes plásticos pueden causar incendios incontrolables en las bodegas para propósitos generales bajo ciertas condiciones de almacenamiento. Un proyecto de investigación sobre almacenamiento de recipientes de líquidos inflamables llevado a cabo por Underwriters Laboratories Inc., con el auspicio de la National Fire Protection Research Foundation, ha sugerido un protocolo de ensayo que permite juzgar la capacidad de los sistemas de embalaje para soportar una pequeña fuente de ignición o minimizar la tasa con la cual los recipientes liberan la carga, de modo que el incendio pueda ser controlado mediante rociadores automáticos.

Actualmente no existe consenso sobre ninguna norma reconocida a nivel nacional para efectuar estos ensayos.

A-4-6 Las preocupaciones ambientales han obligado al manejo especial de los materiales, productos químicos y residuos peligrosos. Algunos de ellos poseen las características de los líquidos inflamables y combustibles, además de los problemas relacionados con la salud y el medioambiente, y por lo tanto plantean algunos problemas en cuanto a cómo deben ser almacenados y manipulados.

Varios fabricantes han hecho frente a este problema diseñando y fabricando armarios modulares móviles prefabricados para almacenamiento – trabajando diligentemente con diversos funcionarios de la construcción y autoridades competentes. Esto trajo como resultado un producto pensado para cumplir con las normas y reglamentaciones gubernamentales sobre el almacenamiento de materiales peligrosos. Varias municipalidades han aprobado ordenanzas

modelo que cubren el diseño, construcción y ubicación de los armarios para almacenamiento de materiales peligrosos. Las características de diseño pueden incluir, pero no están limitadas a:

- (a) Sumideros para la contención secundaria de los derrames;
- (b) Venteos de deflagración;
- (c) Requisitos de ventilación, incluyendo ventilación mecánica cuando se anticipen operaciones de despacho
- (d) Equipos eléctricos para ubicaciones peligrosas, que cumplan con la norma NFPA 70, *Código Eléctrico Nacional*;
- (e) Control de la electricidad estática;
- (f) Sistemas de supresión de incendios (agentes químicos secos o rociadores);
- (g) Diseño estructural pesado para:

1. Requisitos de seguridad
2. Puertas que se enganchan y permiten la carga de estibas
3. Condiciones de carga de viento, carga de nieve y carga de almacenamiento
4. Requisitos de anclaje y
5. Diseño de patines, que permita la reubicación empleando vehículos montacargas (autoelevadores)

(h) Muros exteriores resistentes al fuego, si son requeridos;

(i) Particiones interiores para segregar materiales incompatibles;

(j) Límites de tamaño para limitar las cantidades que pueden ser almacenadas dentro de un diseño prearmado o listo para armar;

(k) Pisos que no generen chispas;

(l) Estanterías, si son requeridas;

(m) Unidades de calefacción o de enfriamiento, si resultan necesarias;

(n) Protección contra la corrosión, según resulte necesario;

(o) Previsiones de seguridad para los empleados (lavado de ojos/rostro); y

(p) Norma NFPA 704, *Sistema Normalizado para la Identificación de los Riesgos de Incendio de los Materiales para Respuesta de Emergencia*.

Las características provistas son determinadas por los requisitos específicos del almacenamiento y por las necesidades del propietario, manteniendo presente las reglamentaciones y ordenanzas aplicables y los requisitos de aprobación de la autoridad competente.

Varios laboratorios de ensayo han desarrollado procedimientos internos para el examen, ensayo u listado o sellado de los armarios para almacenamiento de materiales peligrosos presentados por los fabricantes.

A-4-8.2 Se puede continuar con el almacenamiento protegido permitido por las ediciones anteriores de este código si la clase de los líquidos almacenados, la protección contra incendios y la configuración de los edificios permanecen sin modificaciones. Las Tablas A-4-8.2(a) y A-4-8.2(b), tomadas de la edición 1993 de este código, se pueden usar como referencia para las disposiciones de almacenamiento en áreas interiores anteriormente aprobadas para almacenamiento de líquidos.

Tabla A-4-8.2(a) Disposiciones de almacenamiento para el almacenamiento protegido de líquidos en pilas sólidas o en estibas, en recipientes y tanques portátiles

Clase	Nivel del almacenamiento	Máxima altura almacenamiento (pies)		Máxima cantidad por pila (gal)		Máxima cantidad (gal) ¹	
		Recipientes	Tanques portátiles	Recipientes	Tanques portátiles	Recipientes	Tanques portátiles
IA	Planta baja	5	-	3000	-	12.000	-
	Pisos superiores	5	-	2000	-	8.000	-
	Sótano	No permitido	-	-	-	-	-
IB	Planta baja	6 ½	7	5000	20.000	15.000	40.000
	Pisos superiores	6 ½	7	3000	10.000	12.000	20.000
	Sótano	No permitido	-	-	-	-	-
IC	Planta baja	6 ½ ¹	7	5000	20.000	15.000	40.000
	Pisos superiores	6 ½ ¹	7	3000	10.000	12.000	20.000
	Sótano	No permitido	-	-	-	-	-
II	Planta baja	10	14	10.000	40.000	25.000	80.000
	Pisos superiores	10	14	10.000	40.000	25.000	80.000
	Sótano	5	7	7.500	20.000	7.500	20.000
III	Planta baja	20	14	15.000	60.000	55.000	100.000
	Pisos superiores	20	14	15.000	60.000	55.000	100.000
	Sótano	10	7	10.000	20.000	25.000	40.000

Unidades del SI: 1 pie = 0,3m; 1 gal = 3,8L.

¹ Estas limitaciones para la altura se incrementarán a 10 pies para contenedores con capacidad igual o inferior a 5 gal.

² Se aplica solamente a cuartos separados y a edificios unidos o anexos.

Tabla A-4-8.2(b) Disposiciones de almacenamiento para el almacenamiento protegido de líquidos en recipientes en estanterías

Clase	Tipo de estantería	Nivel del almacenamiento	Máxima altura almacenamiento (pies)	Máxima cantidad (gal) ^{1,2}
			Recipientes	Recipientes
IA	Doble hilera	Planta baja	25	7500
		Pisos superiores	15	4500
	Hilera simple	sótano	No permitido	-
IB	Doble hilera	Planta baja	25	15.000
		Pisos superiores	15	9000
	Hilera simple	sótano	No permitido	-
II	Doble hilera	Planta baja	25	24.000
		Pisos superiores	25	24.000
	Hilera simple	sótano	15	9000
III	Multihilera,	Planta baja	40	55.000
	Doble hilera,	Pisos superiores	20	55.000
	o hilera simple	sótano	20	25.000

Unidades del SI: 1 pie = 0,3m; 1 gal = 3,8L.

¹ Máxima cantidad permitida en estanterías en cuartos separados y edificios unidos.

² Máxima cantidad permitida por sección de estanterías en bodegas para líquidos.

A-4-8.5.2 La subsección 1-5.3.2 de la norma NFPA 505, *Norma para la Seguridad contra Incendios para Camiones Industriales Eléctricos Incluyendo Designación de Tipos, Áreas para su Empleo, Mantenimiento y Operación*, dice "En ubicaciones empleadas para el almacenamiento de líquidos dentro de recipientes sellados o gases inflamables licuados o comprimidos dentro de recipientes, es permitido usar camiones industriales eléctricos designados como Tipos DS, ES, GS, LPS, o GS-LPS si están permitidos por la autoridad competente para dichas ubicaciones. Comparados con los tipos arriba mencionados, los camiones industriales designados DY o EE poseen significativamente menos potencial para encender vapores inflamables (tales como los que podrían originarse en el derrame de un líquido Clase I) y deberían ser usados en las áreas interiores para almacenamiento de líquidos cuando las condiciones así lo requieran.

A-4-8.8 El almacenamiento mixto indiscriminado de materiales que presentan alta toxicidad o elevados riesgos de reactividad y

que también son líquidos inflamables es una práctica que podría provocar una liberación catastrófica de materiales tóxicos o una explosión. (Ver también I-1.4.)

A-5-3.2.3 Los equipos operados a presiones superiores a 1000 lb/pulg² manom. (7000 kPa) podrían requerir mayor espaciamento.

A-5-3.3.1 Ver norma NFPA 220, *Normas sobre los Tipos de Construcción para Edificios*.

A-5-3.3.2 La norma API 2218, *Prácticas para Resistencia al Fuego en Plantas de Procesamiento de Petróleo y Productos Petroquímicos*, contiene una guía para la selección e instalación de revestimientos resistentes al fuego para proteger los apoyos de acero expuestos contra la exposición a incendios de alto riesgo. También contiene una discusión general acerca de la determinación de la necesidad de dicha protección y la estimación de la extensión del área expuesta.

A-5-3.3.4 La norma NFPA 204M, *Guía para el Venteo de Humo y Calor*, proporciona información sobre este tema.

A-5-3.3.5 La norma NFPA 101, *Código de Seguridad Humana*, proporciona información sobre el diseño de las instalaciones de salida.

A-5-3.3.7 La norma NFPA 68, *Guía para el Venteo de Deflagraciones*, proporciona información sobre este tema.

A-5-3.4.2 Los equipos ubicados en las áreas de almacenamiento cerradas pueden deteriorarse con el tiempo y se deberían efectuar muestreos periódicos para verificar que no hayan aumentado las tasas de pérdida o fugas que la tasa de ventilación sea adecuada para cualquier aumento de las tasas de pérdida.

A-5-3.4.4 Las normas NFPA 91, *Norma para los Sistemas de Extracción para el Transporte Aéreo de Materiales*, y NFPA 90A, *Norma para la Instalación de Sistemas de Aire Acondicionado y Ventilación*, proporcionan información sobre este tema.

A-5-3.5.1 El Apéndice A de la norma NFPA 15, *Norma para los Sistemas Fijos Pulverizadores de Agua para Protección contra Incendio*, proporciona información sobre este tema.

A-5-3.8 Si el espacio de vapores de los equipos habitualmente se encuentra dentro del rango inflamable, la probabilidad de daños por explosiones a los equipos se puede limitar con inertización, incorporando un sistema de supresión de explosiones, o diseñando los equipos de manera que contengan el pico de presión generado por la explosión que puede ser modificado por el alivio de las explosiones. Cuando los riesgos especiales de las operaciones, fuentes de ignición o exposiciones lo requieran, debería considerarse la incorporación de protección mediante uno o más de los medios arriba mencionados.

Ver las normas NFPA 68, *Guía para el Venteo de Deflagraciones*, y NFPA 69, *Norma sobre Sistemas de Prevención de Explosiones*, para información adicional sobre diversos métodos para mitigar las pérdidas provocadas por las explosiones.

A-5-5.1 Las operaciones complementarias son operaciones en las cuales se utilizan líquidos sólo como una actividad limitada con respecto a la que establece la clasificación de la ocupación. A continuación se listan cuatro ejemplos en los cuales el uso de los líquidos es complementario a la clasificación de la ocupación.

(a) *Ensamble de vehículos*. Las operaciones de montaje de vehículos generalmente involucran el uso de líquidos tanto en operaciones de proceso como en operaciones complementarias. Un ejemplo de una operación de proceso sería el almacenamiento y mezclado de las pinturas utilizadas para aplicar a los vehículos la imprimación, las capas de pintura de color y las capas transparentes. Para estas operaciones se aplican los requisitos de la Sección 5-3. Algunos ejemplos de uso complementario serían las operaciones de limpieza de la cubierta donde se aplica el sellador, el despacho de solvente limpiador para parabrisas, el llenado con líquido de frenos, y las operaciones de reparación de pintura efectuadas al final de la línea. Es posible que estas operaciones sean continuas. Sin embargo, las cantidades de líquido empleadas y las presiones de vapor son significativamente reducidas con respecto a los mayores volúmenes usados en las operaciones de

almacenamiento y mezclado de las pinturas para los componentes de la carrocería.

(b) *Ensamble de equipos eléctricos*. Algunos ejemplos del uso complementario de líquidos en este tipo de ocupaciones podrían incluir las operaciones de grabado húmedo en áreas limpias, operaciones de pintura o encapado "fotorresistente", operaciones de "softbanking" (horneado), operaciones de soldadura por onda, y operaciones de limpieza por inmersión.

(c) *Talleres de mantenimiento en las plantas químicas*. El uso complementario de líquidos es habitual en los talleres de mantenimiento ubicados dentro de las plantas químicas. Algunos ejemplos serían el uso de aceites para corte en los talleres mecánicos, solventes Clase II para desengrasado, y solventes Clase I y Clase II para pinturas y combustibles relacionados con la reparación de vehículos automotores y camiones industriales.

(d) *Limpieza y saneamiento*. De acuerdo con los requisitos establecidos por la U.S. Food and Drug Administration (FDA) en el *Código de Reglamentaciones Federales*, Título 21, "GMP (buenas prácticas de manufactura) para Dispositivos Médicos", se pueden utilizar líquidos Clase I y Clase II con propósitos de limpieza y saneamiento. Se utilizan cantidades limitadas para quitar materiales de fabricación, compuestos para facilitar la extracción de moldes y otros contaminantes que no formarán parte de los productos finales. Un ejemplo sería el empleo de alcohol isopropílico transferido a un trapo de limpieza desde un recipiente mediante un dispensador de líquidos tipo émbolo. Posteriormente el trapo de limpieza se utiliza para eliminar los materiales de fabricación que no forman parte del producto final. El punto clave en este caso no es que el líquido no sea parte del producto final, sino que se utilizan cantidades limitadas de líquido y su uso es complementario a la operación de fabricación mediante la cual se produce el producto.

A-5-5.5(c) La norma NFPA 91, *Norma para los Sistemas de Extracción para el Transporte Aéreo de Materiales*, proporciona información sobre el diseño e instalación de la ventilación mecánica.

A-5-6.3 El uso de sistemas de protección fijos, diques, barreras resistentes al fuego, o una combinación de cualquiera de ellos puede proporcionar una adecuada protección de exposiciones.

A-5-6.4 La intención de este requisito es impedir que la propagación no controlada de líquidos derramados llegue más allá del área de carga o descarga, exponiendo los equipos y edificios circundantes.

A-5-6.6 Debería evitarse el uso de materiales no conductores en el conjunto de las tuberías de llenado para impedir cualquier discontinuidad eléctrica en las tuberías del sistema. Han ocurrido graves accidentes cuando se han utilizado materiales no conductores, tales como mangueras plásticas o de caucho, en el conjunto de las tuberías de llenado.

A-5-6.10 El término "cambio de carga" describe una situación que merece especial consideración.

Cuando se vacía o desocupa un tanque que contiene un líquido Clase A, dentro del tanque queda una mezcla de vapores y aire que puede estar (y a menudo está) dentro del rango inflamable. Cuando el tanque se llena nuevamente con un líquido Clase I, cualquier carga eléctrica que llegue al cuerpo del tanque será eliminada mediante el alambre de conexión eléctrica requerido. Además, no habrá ninguna mezcla inflamable en la superficie de aceite a medida que aumenta su nivel porque el líquido Clase I produce en su superficie una mezcla demasiado rica para resultar inflamable. Esta es la

situación que existe habitualmente en los vehículos tanque que se emplean para gasolina. Si, como ocurre ocasionalmente, se acumula en la superficie una carga eléctrica suficiente para producir una chispa, ésta se produce en una atmósfera demasiado rica, no inflamable, y por lo tanto no genera problemas.

Una situación muy diferente se produce si los líquidos se cargan de manera "alternada" es decir, cuando se carga un líquido Clase II o Clase III en un vehículo tanque que previamente contenía un líquido Clase I.

Los líquidos Clase II y Clase III no son necesariamente generadores de electricidad estática más potentes que los líquidos Clase I previamente cargados, pero la atmósfera en contacto con la superficie del aceite a medida que aumenta su nivel no está enriquecida de manera de quedar por encima del rango inflamable. Si las circunstancias son tales que se produce una chispa a lo largo de la superficie del aceite o entre la superficie del aceite y otro objeto, la chispa se produce en una mezcla que puede estar dentro del rango inflamable, y por lo tanto podría producirse una explosión.

Es importante enfatizar que no es suficiente conectar eléctricamente el tanque con el tubo de llenado; la mayoría de las explosiones registradas se han producido cuando se creía que el tanque estaba adecuadamente conectado. El potencial electrostático responsable de la chispa existe dentro del tanque en la superficie del líquido y no puede ser eliminado mediante conexión eléctrica. Las medidas para reducir el cambio de esta ignición interna espontánea pueden ser una o más de las siguientes:

(a) Evitar los elementos promotores de chispas. Los objetos conductores que flotan sobre la superficie del petróleo aumentan la carga de chispa de la pared del tanque. Las varillas de aforo metálicas u otros objetos que se proyectan hacia el espacio de vapores pueden crear una distancia disruptiva a medida que el nivel del líquido se acerca a la proyección de las varillas. Una precaución habitual consiste en exigir que las tuberías de llenado lleguen tan cerca como sea posible del fondo del tanque. Cualquier operación tal como muestreo, medición de la temperatura del petróleo o aforo que involucre el bajar un objeto conductor hacia el espacio de vapores sobre el petróleo a través de una abertura se debería postergar al menos hasta 1 minuto después de haber cesado el flujo. Esto permitirá el relajamiento eléctrico de la superficie.

(b) Reducir la generación de estática mediante uno o más de los siguientes:

1. Si se emplea llenado por la parte inferior, evitar salpicaduras y rociado de petróleo hacia arriba durante el llenado.

2. Emplear tasas de llenado reducidas al comienzo de las operaciones de llenado a través de las tuberías de bajada, hasta que el extremo de la tubería de llenado esté sumergida. Algunos consideran que una tasa de 3 pies (0,914m) por segundo es una precaución adecuada.

3. Cuando se empleen filtros, proporcionar un tiempo de relajamiento de cargas eléctricas en la tubería aguas abajo de los filtros. Algunos consideran que un tiempo de relajación de 30 segundos es una precaución adecuada.

(c) Eliminar la mezcla inflamable antes de efectuar un cambio de carga, inertizando o desgasificando.

Ver las normas NFPA 77, *Práctica Recomendada sobre Electricidad Estática*, y NFPA 385, *Norma para Vehículos Tanque para Líquidos Inflamables y Combustibles*, para mayor información.

A-5-6.11.4 La norma NFPA 77, *Práctica Recomendada sobre Electricidad Estática*, proporciona información adicional sobre la protección contra la electricidad estática.

A-5-6.12.2 La norma NFPA 77, *Práctica Recomendada sobre Electricidad Estática*, proporciona información adicional sobre la protección contra la electricidad estática.

A-5-7.19 Cuando resulte práctico, es recomendable que las piletas de recolección drenen hacia una ubicación segura.

A-5-7.21 Debido a la gran cantidad de variables involucradas, no es posible proporcionar requisitos exactos. Sin embargo, la Tabla A-5-7.21 proporciona una guía sobre el nivel de protección contra incendios típicamente presente en los muelles y terminales marítimas que manipulan líquidos inflamables.

A-5-9.3 Ver la norma NFPA 51B, *Norma para la Prevención de Incendios en la Utilización de Procesos de Corte y Soldadura*.

Tabla A-5-7.21 Protección contra incendios típica para muelles y terminales marítimas

	Extintor de polvo químico seco					Concentrado de espuma			
	Demanda de agua Gpm	Monitores Hidrantes gpm ¹	Carreteles de mangueras	30 lb	150 lb Sobre ruedas	Conexión costera internacional	Armarios para equipos de emergencia	requerido para monitores y mangueras gal	Conexión para embarcaciones contra incendio
Terminales para barcasas	500-1000	Dos 500	Dos 1 ¼	2	NR	NR	1	100 ²	NR
Tanqueros									
20.000 DWT y menos	1000-2000	Dos 500	Dos 1 ¼	2	1	1	1	300 ²	2
20.000-70.000 DWT	2000	Dos 1000	Cuatro 1 ¼ ³	2	2 ⁴	2	1	2000	2
70.000 DWT y más	2000 ⁵	Dos 1000	Cuatro 1 ¼ ³	3	2 ⁴	2	1	2000 ⁵	2
Islas marítimas	2000-4000 ⁶	Tres 1000	Cuatro 1 ¼ ³	4	2	3	2	3000	2

Unidades del SI: 1 gpm = 3,8 Lpm; 1 gal = 3,8L; 1 lb = 0,45 kg.

NR = No requerido.

¹ Es recomendable proveer un mínimo de dos salidas para mangueras de 1½ pulg en cada tubería vertical de los monitores.

² Puede ser proporcionada por equipos móviles ubicados en la costa.

³ Uno de los carreteles para manguera de cada amarradero debería tener capacidad de espuma.

⁴ La proximidad de los amarraderos adyacentes puede reducir el total requerido.

⁵ *Agregar espuma para sistema bajo embarcadero (0,16 x 0,3 x 30 x área) área en pies².

⁶ *Agregar agua para sistema bajo embarcadero (0,16 x área) área en pies².

*Los sistemas bajo embarcadero son opcionales.

A-5-9.4 La norma NFPA 77, *Práctica Recomendada sobre Electricidad Estática*, proporciona información sobre este tema.

A-5-9.5.3 Las clasificaciones listadas en la Tabla 5-9.5.3 se basan en la hipótesis que la instalación cumple con todos los requisitos aplicables de este código y de la norma NFPA 70, *Código Eléctrico Nacional*. Si este no fuera el caso, la autoridad competente posee autoridad para determinar la extensión de las ubicaciones clasificadas.

Para información adicional, ver las normas NFPA 497A, *Práctica Recomendada para la Clasificación de Ubicaciones Peligrosas (Clasificadas) Clase I para Instalaciones Eléctricas en Áreas de Procesos Químicos*, y NFPA 497M, *Manual para la Clasificación de Gases, Vapores, y Polvos para Equipos Eléctricos en Ubicaciones Peligrosas (Clasificadas)*.

A-5-9.5.4 La norma NFPA 496, *Norma para Recintos Purgados y Presurizados para Equipos Eléctricos*, proporciona detalles para estos tipos de instalaciones.

A-5-10.5 Si el recipiente para acumulación de líquido utiliza una bomba para extraer automáticamente los líquidos, debe considerarse el empleo de una alarma que indique niveles bajos y de un mecanismo de corte para evitar que la bomba funcione en seco, provocando una fuente potencial de ignición.

A-5-10.7.2 Los recintos o armarios eléctricos que no necesitan abrirse frecuentemente para su mantenimiento (por ejemplo los recintos que albergan los controles del sistema para procesamiento de vapores) poseen un mayor potencial de sufrir daños mecánicos que podrían hacer que el recinto no fuera capaz de contener una explosión. Podría ser necesario efectuar inspecciones adicionales para garantizar la integridad del recinto.

A-5-10.7.3 La edición más reciente de la Práctica Recomendada 2003, *Protección contra Igniciones Provocadas por Electricidad Estática, Rayos y Corrientes Vagabundas*, del American Petroleum Institute, se puede utilizar como referencia para la protección contra igniciones provocadas por la electricidad estática.

A-5-10.7.4 La ignición espontánea puede resultar un problema en los siguientes casos:

(a) Instalaciones en las cuales se pueden acumular depósitos pirofóricos debido al manejo de vapores deficientes en oxígeno que contienen compuestos de azufre o materiales asfálticos. Cuando se introduce aire al sistema los materiales pirofóricos pueden reaccionar, provocando una potencial ignición e incendio.

(b) Instalaciones que manejan fluidos de modo tal que puede ocurrir la mezcla de materiales hipergólicos o incompatibles de alguna otra manera. Este mezclado se puede producir con los fluidos que permanecen dentro del sistema de recuperación de vapores después de las anteriores actividades de carga.

(c) Instalaciones que manejan hidrocarburos oxigenados en unidades de absorción de carbono. Los mayores calores de absorción de este tipo de vapores potencialmente pueden provocar lechos de carbono sobrecalentados y aumentar la probabilidad de que se inicie una reacción de oxidación. (Para mayor información referirse al Informe del National Petroleum Institute, "Un Análisis Ingenieril de los Efectos de los Combustibles Oxigenados sobre el Mercadeo de Equipos para la Recuperación de Vapores", Setiembre, 1990.)

A-5-10.7.5 La Reglamentación hecha por el Departamento de Transporte, de la Guardia Costera, del *Código de Reglamentaciones Federales*, Título 33, Parte 154, Secciones 154.826(b), (c) y (d) puede utilizarse como referencia para el diseño de dispositivos para mover vapores que minimizan el potencial de ignición.

A-5-10.7.6 El potencial de ignición del sistema de recolección de vapores debe evaluarse caso por caso.

Si se produce la ignición, la propagación de las llamas a través de los sistemas de tuberías que contienen mezclas de vapores dentro del rango inflamable normalmente comienza con una combustión de baja velocidad (deflagración). A medida que las llamas recorren las tuberías se acelera y a una corta distancia puede alcanzar velocidades supersónicas (detonación). La propagación inicial de las llamas a baja velocidad se puede detener mediante arrestallamas, sellos líquidos, o sistemas de válvulas automáticas de activación rápida cuando estén diseñados, operados y ensayados según los requisitos de la norma NFPA 69, *Norma sobre Sistemas de Prevención de Explosiones*. La propagación de las llamas también puede detenerse, tanto para el caso de deflagraciones como para detonaciones, mediante el uso de detenedores de detonación ensayados de acuerdo con las Reglamentaciones hechas por el Departamento de Transporte de los Estados Unidos, Guardia Costera, del *Código de Reglamentaciones Federales*, Título 33, Parte 154, Apéndice A, u otros procedimientos aceptables para la autoridad competente, o mediante sistemas de válvulas automáticas de activación rápida ensayados bajo condiciones apropiadas.

A-5-12.3.1 La norma NFPA 10, *Norma para Extintores de Incendio Portátiles*, proporciona información sobre la idoneidad de los diversos tipos de extintores.

A-5-12.3.3 La norma NFPA 11C, *Norma para los Aparatos de Espuma Móviles*, proporciona información sobre el tema.

A-5-12.4.2 Ver la norma NFPA 24, *Norma para la Instalación de Tuberías Maestras Privadas para Servicio de Incendio y sus Accesorios*, para información sobre este tema.

A-5-12.4.3 Ver las normas NFPA 13, *Norma para la Instalación de Sistemas de Rociadores*, y NFPA 15, *Norma para los Sistemas Fijos Pulverizadores de Agua para Protección contra Incendio*, para información sobre estos temas.

Apéndice B Venteo para Alivio de Emergencia en el Caso de Exposición a Incendios de Tanques Ubicados por Encima del Nivel del Terreno

Este Apéndice no forma parte de los requisitos de este documento NFPA, pero se incluye únicamente con propósitos informativos.

Los requisitos para el venteo de emergencia dados en la Tabla 2-8 y los factores de modificación incluidos en 2-3.6.7 se derivan considerando:

(a) La máxima tasa de transferencia de calor probable por unidad de superficie;

(b) El tamaño del tanque y el porcentaje de la superficie total que probablemente estará expuesto;

(c) El tiempo requerido para llevar los contenidos del tanque a su punto de ebullición;

(d) El tiempo requerido para calentar las porciones no mojadas del cuerpo o cubierta del tanque hasta que alcancen una temperatura que haga que el metal pierda resistencia:

(e) Los efectos del drenaje, aislación y aplicación de agua para reducir la exposición a incendios y la transferencia de calor.

La Tabla 2-8 está basada en una curva compuesta formada por tres rectas que se evidencian al graficar en papel doble logaritmico. La curva se puede definir de la siguiente manera:

(a) La primera recta se traza en papel doble logaritmico entre el punto correspondiente a 400.000 Btu/hr para 20pies² (1.858m²) de superficie expuesta, y el punto correspondiente a 4.000.000 Btu/hr para 200pies² (18.58m²) de superficie expuesta. La ecuación para esta porción de la curva es $Q = 20.000A$.

(b) La segunda recta se traza en papel doble logaritmico entre el punto correspondiente a 4.000.000 Btu/hr para 200pies² (18.58m²) de superficie expuesta, y 9.950.000 Btu/hr para 1000pies² (92.9m²) de superficie expuesta. La ecuación para esta porción de la curva es $Q = 199.300A^{0.566}$.

(c) La tercera recta se traza en papel doble logaritmico entre el punto correspondiente a 9.950.000 Btu/hr para 1000pies² (92.9m²) de superficie expuesta, y 14.090.000 Btu/hr para 2800pies² (260.12m²) de superficie expuesta. La ecuación para esta porción de la curva es $Q = 963.400A^{0.338}$.

Q = 20.000A		Q = 199.300A ^{0.566}		Q = 963.400A ^{0.338}	
A	Q	A	Q	A	Q
20	400.000	200	4.000.000	1000	10.000.000
30	600.000	250	4.539.000	1200	10.593.000
40	800.000	300	5.032.000	1400	11.122.000
50	1.000.000	350	5.491.000	1600	11.601.000
60	1.200.000	400	5.922.000	1800	12.040.000
70	1.400.000	500	6.719.000	2000	12.449.000
80	1.600.000	600	7.450.000	2400	13.188.000
90	1.800.000	700	8.129.000	2800	14.000.000
100	2.000.000	800	8.768.000	y mayores	
120	2.400.000	900	9.372.000		
140	2.800.000	1000	10.000.000		
160	3.200.000				
180	3.600.000				
200	4.000.000				

Se ha concluido que para superficies mayores que 2800pies² (260.12m²) es improbable su total participación en un incendio, y que la pérdida de resistencia del metal provocada por el sobrecalentamiento provocará una falla en el espacio de vapores antes que se desarrolle la máxima tasa de evolución de vapores posible. Por lo tanto, no resultaría efectiva ni se requiere una capacidad de venteo adicional más allá del equivalente en vapores de 14.090.000 Btu/hr (4130 kW).

En el caso de los tanques y recipientes de almacenamiento diseñados para presiones superiores a 1 lb/pulg² manom. (6.89 kPa), se cree que es deseable proveer venteo adicional para las superficies expuestas superiores a 2800pies² (260.12m²), ya que bajo estas condiciones de almacenamiento los líquidos se almacenen próximos a sus puntos de ebullición. Por lo tanto, el tiempo necesario para llevar el contenido de los recipientes a su condición de ebullición podría no ser significativo. Para estas situaciones el valor del calor entregado se debería determinar en base a:

$$Q = 21.000A^{0.82}$$

Las capacidades de flujo se basan en la hipótesis que el líquido almacenado tendrá las características del hexano y que los vapores liberados han sido convertidos a aire libre equivalente a 60°F (15.6°C) y 14.7 lb/pulg² abs. (101.3 kPa) aplicando los factores correspondientes en la siguiente ecuación:

$$CFH = \frac{70.5Q}{L M}$$

Donde:

- 70.5 = factor para convertir libras de gas a pies³ de aire
- Q = calor total entregado por hora expresado en Btu
- L = calor latente de vaporización
- M = peso molecular

No se ha considerado la posible expansión provocada por el calentamiento de los vapores por encima del punto de ebullición del líquido, su calor específico, o la diferencia de densidad entre la temperatura de descarga y 60°F (15.6°C), ya que algunos de estos cambios se compensan.

Como las válvulas de venteo de los tanques normalmente se especifican en pies³/hr (CFH) de aire normalizado, las cifras derivadas de la Tabla 2-8 se pueden utilizar con la presión adecuada del tanque como base para la selección de las válvulas.

La Tabla B-2 incluye, para una variedad de productos químicos, las constantes que se pueden emplear para computar los vapores generados y el aire libre equivalente para líquidos diferentes al hexano, cuando se requiere mayor exactitud. Inspeccionando la tabla se verá que empleando hexano para derivar la Tabla 2-8 se obtienen resultados que están dentro de un rango de exactitud aceptable para los líquidos listados.

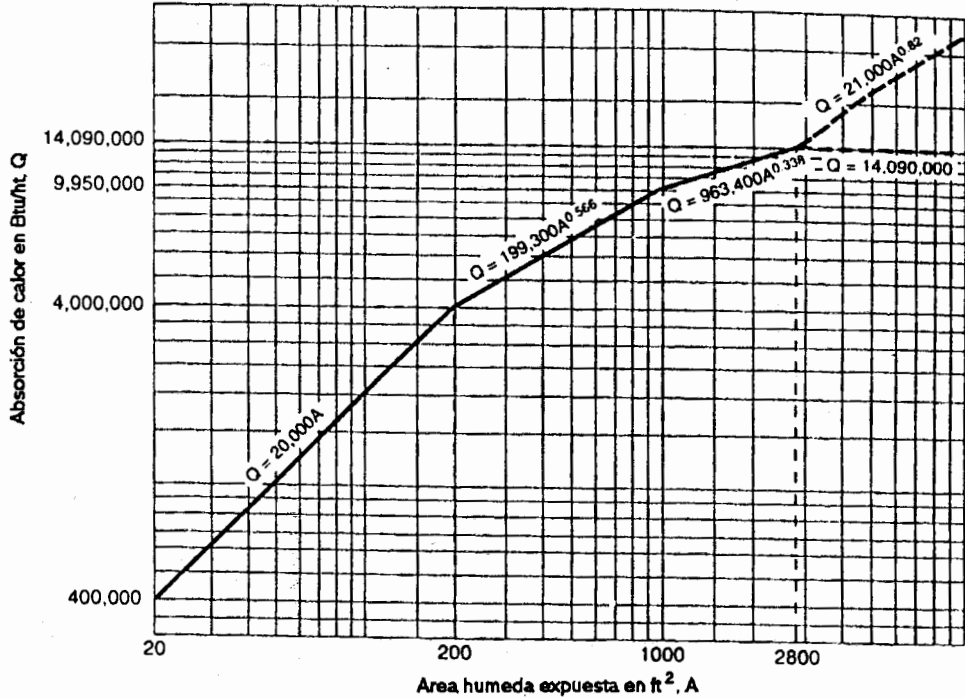
Apéndice C - Tanques Temporalmente Fuera de Servicio, Cierre de Tanques in Situ, o Cierre por Extracción de Tanques Subterráneos

Este Apéndice no forma parte de los requisitos de este documento NFPA, pero se incluye únicamente con propósitos informativos.

C-1 Introducción.

C-1-1 Deben tomarse precauciones no sólo en el manejo y uso de líquidos inflamables y combustibles sino también en el proceso de dejar temporalmente fuera de servicio, cerrar o extraer los tanques que han contenido líquidos inflamables y combustibles. Esto es particularmente cierto en el caso de los tanques subterráneos de las estaciones de servicio que se utilizan con mayor frecuencia para almacenar combustibles para motores y ocasionalmente para almacenar otros líquidos inflamables o combustibles tales como los líquidos drenados del cárter de los vehículos automotores (que pueden contener algo de gasolina). Por descuido se han producido explosiones debido a que los tanques para líquidos inflamables y combustibles no fueron adecuadamente acondicionados antes de su puesta fuera de servicio temporal, su cierre o su extracción.

C-1-2 Para prevenir los accidentes provocados por un incorrecto acondicionamiento, se recomienda seguir los procedimientos delineados a continuación cuando se vaya a dejar temporalmente fuera de servicio, cerrar o extraer un tanque subterráneo.



NOTA: Ver Tabla B-1 para la superficie mojada aproximada de los tanques horizontales.
 Figura B-1 Curva para la determinación de los requisitos de venteo de emergencia durante exposición a incendios

Tabla B-1 Superficie mojada aproximada para tanques horizontales (La superficie mojada es igual al 75 por ciento de la superficie total)

Diám tanque (pies)	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Long tanque (pies)	Superficie mojada aproximada de tanques con cabezas planas									
3	32									
4	39	55								
5	46	65	88							
6	53	74	100	128						
7	60	84	112	142	173					
8	67	93	124	156	190	226				
9	74	102	136	170	206	245	286			
10	81	112	147	184	223	264	308	353		
11	88	121	159	198	239	283	329	377	428	
12	95	131	171	213	256	301	350	400	454	509
13	102	140	183	227	272	320	371	424	480	537
14	109	150	194	241	289	339	393	447	506	565
15	116	159	206	255	305	358	414	471	532	594
16	123	169	218	269	322	377	435	495	558	622
17	130	178	230	283	338	395	456	518	584	650
18	137	188	242	298	355	414	477	542	610	678
19		197	253	312	371	433	499	565	636	707
20		206	265	326	388	452	520	589	662	735
21		216	277	340	404	471	541	612	688	763
22		225	289	354	421	490	562	636	714	792
23		235	300	368	437	508	584	659	740	820
24		244	312	383	454	527	605	683	765	848
25			324	397	470	546	626	706	791	876
26			336	411	487	565	647	730	817	905
27			347	425	503	584	668	754	843	933
28			359	440	520	603	690	777	869	961
29			371	454	536	621	711	801	895	989
30			383	468	553	640	732	824	921	1018
31			395	482	569	659	753	848	947	1046
32				496	586	678	775	871	973	1074
33				510	602	697	796	895	999	1103
34				524	619	715	817	918	1025	1131
35				539	635	734	838	942	1051	1159
36				553	652	753	860	966	1077	1187
37				567	668	772	881	989	1103	1216

Diám tanque (pies)	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Long tanque (pies)	Superficie mojada aproximada de tanques con cabezas planas									
38					685	791	902	1013	1129	1244
39					701	810	923	1036	1155	1272
40					718	828	944	1060	1181	1301
41					734	847	966	1083	1207	1329
42					751	866	987	1107	1233	1357
43					767	885	1008	1130	1259	1385
44						904	1029	1154	1284	1414
45						923	1051	1178	1310	1442
46						941	1072	1201	1336	1470
47						960	1093	1225	1362	1498
48						979	1114	1248	1388	1527
49						998	1135	1272	1414	1555
50							1157	1295	1440	1583
51							1178	1319	1466	1612
52							1199	1342	1492	1640
53							1220	1366	1518	1668
54							1246	1389	1544	1696
55							1263	1413	1570	1725
56								1437	1593	1753
57								1460	1622	1781
58								1484	1648	1809
59								1507	1674	1839
60								1531	1700	1866
61									1726	1894
62									1752	1923
63									1778	1951
64									1803	1979
65									1829	2007
66									1855	2036
67										2064
68										2092
69										2120
70										2149
71										2177
72										2205

Unidades del SI: 1 pie = 0.3m; 1pie² = 0.09m²

Tabla B-2 Valores de L para diferentes líquidos inflamables

Producto químico	LI/\sqrt{M}	Peso molecular	Calor de vaporización (Btu/lb) en el punto de ebullición
Acetaldehído	1673	44,05	252
Ácido acético	1350	60,05	174
Anhídrido acético	1792	102,09	177
Acetona	1708	58,08	224
Acetonitrilo	2000	41,05	312
Acrilonitrilo	1930	53,06	265
n-amil alcohol	2025	88,15	216
iso-amil alcohol	1990	88,15	212
Anilina	1795	93,12	186
Benceno	1493	78,11	169
n-butil acetato	1432	116,16	133
n-butil alcohol	2185	74,12	254
iso-butil alcohol	2135	74,12	248
Disulfuro de carbono	1310	76,14	150
Clorobenceno	1422	112,56	134
Ciclohexano	1414	84,16	154
Ciclohexanol	1953	100,16	195
Ciclohexanona	1625	98,14	164
o-diclorobenceno	1455	147,01	120
cis-dicloroetileno	1350	96,95	137
Dietilamina	1403	73,14	164
Dimetilacetamida	1997	87,12	214
Dimetilamina	1676	45,08	250
Dimetilformamida	2120	73,09	248
Dioxano (dietileno de eter)	1665	88,10	177
Etil acetato	1477	88,10	157
Etil alcohol	2500	46,07	368
Cloruro de etilo	1340	64,52	167
Dicloruro de etileno	1363	98,96	137
Etil éter	1310	74,12	152
Furano	1362	68,07	165
Furfural	1962	96,08	200
Gasolina	1370-1470	96,0	140-150
n-heptano	1383	100,20	138
n-hexano	1337	86,17	144
Cianuro de hidrógeno	2290	27,03	430
Metil alcohol	2680	32,04	474
Metil etil cetona	1623	72,10	191
Metil metacrilato	1432	100,14	143
n-octano	1412	114,22	132
n-pentano	1300	72,15	153
n-propil acetato	1468	102,13	145
n-propil alcohol	2295	60,09	296
iso-propil alcohol	2225	60,09	287
Tetrahidrofurano	1428	72,10	168
Tolueno	1500	92,13	156
Vinil acetato	1532	86,09	165
o-xileno	1538	106,16	149

Unidades del SI: 1 Btu/lb = 2,3 kilojoule/kilogramo.

NOTA: Para información sobre otros productos químicos refiérase a los manuales disponibles sobre propiedades de los productos químicos.

C-1-3 Los tanques subterráneos puestos fuera de servicio pueden ser salvaguardados o dispuestos mediante cualquiera de los tres medios siguientes:

(a) Colocación en condición "temporalmente fuera de servicio". Los tanques deberán dejarse temporalmente fuera de servicio sólo cuando se haya previsto que se pondrán nuevamente en servicio activo dentro de un período de tiempo razonable o mientras aguardan su cierre in situ o cierre por extracción.

(b) Cierre permanente in situ, adecuadamente salvaguardados.

(c) Cierre permanente por extracción.

C-1-4 En los casos en los cuales los tanques se ponen temporalmente fuera de servicio o se cierran permanentemente, es recomendable mantener registros del tamaño de los tanques, su ubicación, fecha de cierre y método empleado para que los tanques cerrados queden en condiciones seguras.

C-1-5 En las secciones siguientes se describen los procedimientos para llevar a cabo cada uno de los métodos arriba mencionados para la disposición de los tanques subterráneos. No se deben utilizar sopletes ni otros equipos que generen llamas o chispas hasta que el tanque se haya purgado completamente o asegurado de alguna otra manera. En todos los casos es recomendable que los pasos enumerados se lleven a cabo de manera sucesiva.

C-2 Dejar un Tanque "Temporalmente Fuera de Servicio".

C-2-1 Cuando un sistema de tanques de almacenamiento subterráneos (UST) permanezca fuera de servicio durante menos de tres meses, los propietarios y operadores deben cumplir con lo siguiente:

(a) Continuar operando y manteniendo la protección contra la corrosión. Los requisitos se pueden encontrar en la norma de la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (EPA), *Código de Reglamentaciones Federales*, Título 40, Parte 280, "Normas y Requisitos Técnicos para Propietarios y Operadores de Tanques de Almacenamiento Subterráneo", Párrafo 280.31.

(b) Continuar operando y manteniendo todos los sistemas de detección de pérdidas de acuerdo con la norma de la EPA, *Código de Reglamentaciones Federales*, Título 40, Parte 280, Subparte D, o bien vaciar el sistema de tanques subterráneos eliminando todo el material de manera que no más de 2,5 cm (1 pulg.) de residuos, ó 0,3 por ciento en peso de la capacidad total del sistema de tanques subterráneos permanezca dentro del sistema.

C-2-2 Cuando un sistema de tanques subterráneos permanezca fuera de servicio durante tres meses o más, los propietarios y operadores también deben cumplir con los siguientes requisitos:

(a) Dejar las líneas de venteo abiertas y funcionando.

(b) Obturar o taponar todas las demás líneas, tales como las líneas de llenado, aberturas para aforo, succión de las bombas y equipos auxiliares. Asegurar contra el vandalismo.

C-3 Cuando un sistema de tanques subterráneos permanezca fuera de servicio durante más de 12 meses, los propietarios y operadores deben cerrar el sistema de tanques subterráneos permanentemente de acuerdo con la norma de la U.S. EPA, *Código de Reglamentaciones Federales*, Título 40, Parte 280.71-280.74. La agencia implementadora puede otorgar una

extensión de este período de 12 meses. Sin embargo, antes de solicitar esta extensión debe completarse una evaluación del sitio de acuerdo con la norma de la U.S. EPA, *Código de Reglamentaciones Federales*, Título 40, Parte 280.72.

C-4 Cierre in Situ de los Tanques Subterráneos.

C-4-1 Al menos 30 días antes de comenzar los procedimientos de cierre, los propietarios y operadores deben notificar a la agencia implementadora de su intención de cerrar los tanques, a menos que la acción se efectúe en respuesta a procedimientos correspondientes a acciones correctivas.

C-4-2 El cierre de tanques, ya sea in situ o por extracción, requiere que los propietarios y operadores efectúen mediciones para detectar la presencia de pérdidas en el lugar donde sea más probable que exista contaminación en el sistema de tanques subterráneos. Este requisito puede considerarse satisfecho si uno de los métodos de detección de pérdidas externas permitidos en el *Código de Reglamentaciones Federales*, Título 40, Parte 280.43, (e) y (f) está operando de acuerdo con los requisitos de la Parte 280.43 al momento del cierre, e indica que no han ocurrido escapes.

C-4-3 Prepare un lugar de trabajo seguro siguiendo las precauciones de seguridad especiales y procedimientos de limpieza y cierre descritos en:

(a) Norma API 1604, *Extracción y Disposición de Tanques de Almacenamiento Subterráneos Usados para Petróleo*, o

(b) Comisión Interestatal de New England para el Control de la Contaminación del Agua (NEIWPCC), *Cierre de Tanques sin Lágrimas: Una Guía sobre Seguridad para Inspectores*.

C-4-4 Los preparativos para un trabajo seguro incluyen:

(a) No fumar en el área.

(b) Cierre de todas las llamas abiertas y equipos generadores de chispas que no sean necesarios para la extracción del tanque subterráneo.

(c) Utilizar sólo herramientas manuales para exponer los accesorios del tanque y prepararlos para los procedimientos mediante los cuales se liberarán los vapores.

(d) Controlar la electricidad estática o proporcionar un camino conductor para descargar la electricidad estática, conectando eléctricamente o poniendo a tierra los equipos y vehículos.

(e) Cerrar el área de los tanques al tránsito de peatones y vehículos.

(f) Ubicar y marcar todas las líneas de las empresas de servicio presentes en el sitio.

(g) Determinar las condiciones meteorológicas. En días calmados y con humedad elevada se pueden acumular vapores. Si se dan estas condiciones, ensayar el área para detectar posibles acumulaciones de vapores (ver Sección C-4-10) y si existen proporcionar ventilación forzada adicional o postergar los trabajos hasta que haya brisa y esté menos húmedo. Es recomendable ensayar el suelo excavado para detectar vapores liberados. Puede ser necesario proveer ventilación artificial o remover repetidamente el suelo excavado para evitar concentraciones inflamables de vapores.

(h) Garantizar que el personal use cascos, calzado de seguridad y anteojos de seguridad, y que haya un indicador de gases combustibles disponible. Proporcionar cualquier otra medida o método de seguridad que pudiera ser requerido para cumplir con los requisitos locales.

C-4-5 Extraer todos los líquidos y residuos inflamables o combustibles del tanque y de todas las líneas de conexión.

C-4-6 Se deben disponer adecuadamente los productos y sólidos residuales.

C-4-7 Excavar hasta la parte superior del tanque.

C-4-8 Desconectar los accesorios para succión, entrada, aforo y demás accesorios del tanque, excepto la línea de venteo. La línea de venteo debería permanecer conectada hasta que se purgue el tanque.

C-4-9 Asegure el tanque ya sea purgándolo de vapores inflamables o volviendo inerte la atmósfera potencialmente explosiva del interior del tanque.

(a) Al purgar o ventilar el tanque se reemplazan los vapores inflamables del interior del mismo por aire, reduciendo la mezcla inflamable de combustible y oxígeno por debajo del límite (LFL) explosivo inferior. Se pueden utilizar dos métodos diferentes para introducir aire en el tanque. El primero consiste en emplear un "ventilador de aire difuso" para bombear aire hacia el fondo del tanque a través de la tubería de llenado o de una tubería para aire correctamente conectada para evitar electricidad estática. El segundo método es el "circulador de aire tipo eductor", típicamente accionado mediante aire comprimido. Éste succiona los vapores del tanque y provoca la entrada de aire limpio. La tubería de venteo se puede usar para descargar los vapores 12 pies por encima del nivel del terreno y 3 pies desde cualquier línea de techo.

(b) Al inertizar el tanque no se reemplazan los vapores inflamables, sino que se reduce la concentración de oxígeno hasta un nivel incapaz de soportar la combustión (ver Sección C-4-10). Se pueden utilizar dos gases inertes. Se puede generar dióxido de carbono gaseoso moliendo y distribuyendo hielo seco de manera pareja sobre el fondo del tanque. El hielo seco liberará dióxido de carbono a medida que se calienta. Se puede bombear nitrógeno gaseoso al tanque mediante una manguera a través del orificio de llenado hasta el fondo del tanque. A menos que todas las aberturas excepto la línea de venteo estén adecuadamente obturadas, ingresará oxígeno al tanque nuevamente.

C-4-10 Ensayar el tanque para determinar si es seguro:

(a) Al purgar se utiliza un "indicador de gases combustibles" para medir la reducción de la concentración de vapores inflamables. El medidor posee una escala que va del 0 al 100 por ciento del límite explosivo inferior. El objetivo es lograr una lectura entre el 10 y el 20 por ciento del límite explosivo inferior en los tanques para petróleo.

(b) Al inertizar se utiliza un "medidor de oxígeno" para determinar cuando un tanque se ha inertizado de manera exitosa. El medidor posee una escala que va de 0 a 10 por ciento de contenido de oxígeno. El objetivo es lograr una lectura entre el 1 y el 10 por ciento, valor que resulta seguro para la mayoría de los productos petrolíferos.

C-4-11 Llenar el tanque completamente con un material inerte sólido. Se puede cortar uno o más orificios en la parte superior del tanque si las aberturas existentes no son adecuadas para introducir el material inerte. Obturar o eliminar las tuberías subterráneas remanentes. Ahora se puede llenar nuevamente la excavación.

C-5 Cierre de Tanques Subterráneos por Extracción.

C-5-1 Observar todos los procedimientos listados en la Sección C-4 excepto la Sección C-4-11, llenado del tanque con un material inerte sólido y relleno de la excavación.

C-5-2 Después de asegurar el tanque siguiendo los procedimientos de purgado o inertización y antes de extraerlo de la excavación, obturar o taponar todos los orificios accesibles. Uno de los tapones debería tener un orificio de venteo de 1/8 pulg. para impedir que el tanque quede sometido a presiones diferenciales excesivas que podrían provocar los cambios de temperatura. Este venteo debería quedar ubicado en la parte superior del tanque durante su posterior transporte o almacenamiento.

C-5-3 Excavar alrededor del tanque de manera de destaparlo para su extracción. Remover el tanque de la excavación y verificar si existen orificios de corrosión en el cuerpo del tanque. Usar tapones roscados para tapar los orificios provocados por la corrosión.

C-5-4 Es aconsejable que los tanques estén rotulados con información sobre su contenido anterior, estado actual de los vapores, método empleado para liberarlo de vapores, y una advertencia contra su reutilización.

C-5-5 Es aconsejable sacar los tanques fuera del sitio rápidamente, preferentemente el mismo día de su extracción, ya que se pueden liberar vapores adicionales a partir del líquido absorbido por la corrosión o los residuos de las paredes del tanque. Sin embargo, antes de sacarlos, se debe verificar la atmósfera del tanque para garantizar que la concentración de vapores no supera los niveles de seguridad.

C-6 Disposición de los Tanques.

C-6-1 Si la jurisdicción a cargo del control permite la reutilización del tanque, se debe certificar que el tanque es hermético, está estructuralmente sano y cumplirá con todos los requisitos para una instalación nueva.

C-6-2 Es aconsejable almacenar los tanques usados en áreas seguras a las cuales el público no tenga acceso. Los tanques se deberían asegurar de acuerdo con las Secciones C-4-9 y C-4-10, y ventear de acuerdo con la Sección C-5-10.

C-6-3 Si se debe disponer de un tanque de acero, se lo debe ensayar nuevamente para detectar vapores inflamables y, si fuera necesario, se lo deberá liberar de vapores nuevamente. Los tanques que han sido revestidos internamente o recubiertos en su exterior con fibra de vidrio, materiales a base de epoxi o materiales similares podrían ser rechazados por los procesadores de chatarra. Antes de entregarlos a un comerciante de metales de desecho, se deben efectuar en el tanque orificios o aberturas suficientes para que el tanque quede inutilizado. La norma NFPA 327, *Procedimientos Normalizados para Limpieza o Seguridad de Pequeños Tanques y Recipientes sin Entrada*, proporciona información sobre procedimientos seguros para efectuar estas operaciones.

C-7 Si el tanque del cual se debe disponer es no metálico o si se trata de un tanque de acero revestido internamente o recubierto en su exterior con fibra de vidrio, materiales a base de epoxi o materiales similares, es posible que no sea aceptado por los comerciantes de metales de desecho. Un método de disposición

alternativo consiste en cortar el tanque en secciones adecuadas para utilizar en relleno sanitario.

C-8 Se requiere mantener registros que demuestren el cumplimiento con los requisitos de cierre del *Código de Reglamentaciones Federales*, Título 40, Parte 280.74. Los resultados de la evaluación de la zona de excavación requerida en la Parte 280.72 se deben mantener hasta al menos tres años después de la finalización del cierre permanente.

C-9 Otras fuentes a verificar para información relacionada con la seguridad durante el cierre de los tanques incluyen las normas:

- (a) API 1604, *Extracción y Disposición de Tanques de Almacenamiento Subterráneos Usados para Petróleo.*
- (b) API 1631, *Revestimiento Interior de Tanques de Almacenamiento Subterráneos.*
- (c) API 2015, *Limpieza de Tanques de Almacenamiento de Petróleo.*
- (d) API 2217A, *Lineamientos Guía para Trabajo en Espacios Confinados Inertes en la Industria del Petróleo.*
- (e) API 2219, *Lineamientos Guía para la Operación Segura de Camiones de Vacío en el Servicio de Petróleo.*
- (f) OSHA 2226, *Operaciones de Excavación y Construcción de Zanjas.*
- (g) NIOSH, *Criterios para la Norma Recomendada para el Trabajo en Espacios Confinados.*
- (h) NIOSH 87-113, *Una Guía para la Seguridad en Espacios Confinados.*
- (i) NFPA 69, *Norma sobre Sistemas de Prevención de Explosiones.* (Tabla con los mínimos niveles de oxígeno necesarios para soportar la combustión correspondientes a diferentes productos.)
- (j) NFPA 77, *Práctica Recomendada sobre Electricidad Estática.*
- (k) NFPA 326, *Procedimientos Normalizados para el Ingreso Seguro a los Tanques de Almacenamiento Subterráneos.*
- (l) NFPA 327, *Procedimientos Normalizados para Limpieza y Seguridad de Pequeños Tanques y Recipientes sin Entrada.*
- (m) NFPA 306, *Norma para el Control de los Peligros Relacionados con los Gases en los Recipientes.* (Procedimientos prácticos para liberar los tanques de vapores y lineamientos para el ensayo.)
- (n) Comisión Interestatal de New England para el Control de la Contaminación del Agua (NEIWPCC), *Cierre de Tanques sin Lágrimas: Una Guía sobre Seguridad para Inspectores.*

Apéndice D - Desarrollo de los Criterios de Protección contra Incendio mostrados en la Sección 4-8 y Protección contra Incendio Sugerida para Algunos Recipientes de Líquidos Inflamables y Combustibles no Cubiertos en la Sección 4-8

Este Apéndice no forma parte de los requisitos de este documento NFPA, pero se incluye únicamente con propósitos informativos.

D-1 El desarrollo de criterios de protección orientados hacia la supresión de fuegos para líquidos en recipientes está basado casi exclusivamente en la evaluación de datos de ensayos de incendio a gran escala. La caracterización del desarrollo del incendio, la propagación del fuego hacia recipientes/ materiales adyacentes, la activación de los sistemas de supresión y la

efectividad de los sistemas de supresión no se han establecido adecuadamente en base a primeros principios. Sin embargo, confiar en los resultados de ensayos reales para todas las situaciones y escenarios no resulta práctico desde el punto de vista de los costos. Por lo tanto, el desarrollo de los criterios de protección de la norma NFPA 30 está basado en datos obtenidos a partir de escenarios correspondientes a ensayos representativos. Luego se evalúan materiales y escenarios en términos de los datos específicos de los ensayos, datos de ensayos históricos y la experiencia de los ingenieros en relación con los riesgos de incendio. Aún está pendiente el desarrollo completo de herramientas ingenieriles para evaluar los riesgos; este enfoque representa el mejor método para cumplir con la política que sostiene la NFPA, es decir, que los códigos y normas deben tener bases científicas.

Tabla 4-8.2(a)
Justificación técnica e

Ref. No.	Identificador del ensayo en el directorio
1	Resultados del Ensayo S-42, con extrapolación de datos para permitir el aumento de la máxima altura del techo desde 27 pies (8,2m) a 30 pies (9,2m).
2	Resultados del Ensayo S-40, con extrapolación de datos para permitir el aumento de la máxima altura del techo desde 27 pies (8,2m) a 30 pies (9,2m).
3	Resultados de los Ensayos S-22 a S-44, con énfasis en el Ensayo S-40 en el cual no se operaron rociadores de techo. El Ensayo S-26 justifica aumentar el máximo tamaño del recipiente de 1 gal (3,8L) a 5 gal (19L).
4	Extrapolación de los datos de la Ref. No. 3 anterior. Los riesgos reducidos que presentan los líquidos Clase IIIB justifica tanto el aumento de la máxima altura de almacenamiento permitida como de la máxima altura de techo y la reducción del área de diseño requerida para los rociadores de techo.
5	Basada en los datos de la Ref. No. 3 anterior. El potencial para mayores pérdidas justifica el aumento de la densidad de diseño de los rociadores de techo y la prohibición de rociadores de respuesta rápida.
6	Resultados de los Ensayos S-22 a S-44. Los riesgos reducidos que presentan los líquidos Clase IIIB justifican el aumento tanto de la máxima altura de almacenamiento permitida como de la máxima altura de techo y la reducción de la densidad de diseño de los rociadores de techo. El mayor tamaño de los recipientes justifica el aumento del área de diseño de los rociadores de techo con respecto a la Ref. No. 4 anterior.
7	Resultados del Ensayo S-31.
8	Resultados de los Ensayos S-22 a S-44, con énfasis en el Ensayo S-40. Se espera que el uso de recipientes con alivio de presión reduzca el potencial de ruptura de los recipientes, pero podría contribuir a la tasa de liberación de calor durante un incendio.
9	Basada en los datos de la Ref. No. 4 anterior y en el reconocimiento de que son escasas las ventajas de utilizar recipientes con alivio para líquidos Clase IIIB.
10	Resultados de los Ensayos S-22 a S-46. Ver también Ref. No. 5 anterior. El aumento de la densidad de diseño de los rociadores de techo justifica que los rociadores en las estanterías se ubiquen estante de por medio, en lugar de ubicarlos en todos los niveles.
11	Basada en los datos de la Ref. No. 6 anterior y en el reconocimiento de que son escasas las ventajas de utilizar recipientes con alivio para líquidos Clase IIIB.
12	Basada en los criterios de protección recomendados para tanques portátiles en el Apéndice D de la edición 1993 de la norma NFPA 30 y en los resultados de los ensayos S-45 y S-46.
13	Basada en los criterios de protección recomendados para tanques portátiles en el Apéndice de la edición 1993 de la norma NFPA 30 y en los datos de la Ref. No. 6 anterior, y en el reconocimiento de que son escasas las ventajas de utilizar recipientes con alivio para líquidos Clase IIIB.

Tabla 4-8.2(b)
Justificación técnica e

Ref. No.	Identificador del ensayo en el directorio
1	Resultados del Ensayo S-15.
2	Resultados del Ensayo S-5 y de los Ensayos S-13 a S-15, con particular énfasis en el Ensayo S-5.
3	Resultados del Ensayo S-5 y de los Ensayos S-13 a S-18, aplicando juicio ingenieril al Ensayo S-13.
4	Resultados del Ensayo S-5 y de los Ensayos S-19 a S-21. El mayor tamaño de los recipientes justifica el aumento de la densidad de diseño de los rociadores de techo con respecto a la Ref. No. 2 anterior.
5	Resultados del Ensayo S-5 y de los Ensayos S-13 a S-18 y criterios de protección recomendados en el Apéndice D, Tabla D-2.2 de la edición 1993 de la norma NFPA 30. Los rociadores de respuesta rápida están permitidos en base a la experiencia obtenida ensayando recipientes de no más de 5 gal (19L) de capacidad.
6	Resultados del Ensayo S-5 y de los Ensayos S-13 a S-21 y criterios de protección recomendados en el Apéndice D, Tabla D-2.2 de la edición 1993 de la norma NFPA 30.
7	Resultados del Ensayo S-5 y de los Ensayos S-13 a S-21 y criterios de protección recomendados en el Apéndice D, Tabla D-2.2 de la edición 1993 de la norma NFPA 30.
8	Resultados del Ensayo S-18, considerando los Ensayos S-16 y S-17.
9	Resultados del Ensayo S-5 y de los Ensayos S-19 a S-21. El uso de recipientes aliviadores justifica el aumento de la máxima altura de techo.
10	Basada en los datos de las Ref. No. 4 y 9 anteriores. El aumento de la densidad de diseño de los rociadores de techo permite almacenamientos de dos hileras de recipientes, una sobre la otra.
11	Basada en los datos de la Ref. No. 5 anterior y en el reconocimiento de que son escasas las ventajas de utilizar recipientes aliviadores para líquidos Clase IIIB.
12	Basada en los datos de la Ref. No. 6 anterior y en el reconocimiento de que son escasas las ventajas de utilizar recipientes con alivio para líquidos Clase IIIB.
13	Basada en los datos de la Ref. No. 7 anterior y en el reconocimiento de que son escasas las ventajas de utilizar recipientes con alivio para líquidos Clase IIIB.
14	Basada en los criterios de protección recomendados en el Apéndice D Tabla D-2.2 de la edición 1993 de la norma NFPA 30, considerando los resultados de los Ensayos S-19 a S-21.
15	Basada en los criterios de protección recomendados en el Apéndice D Tabla D-2.2 de la edición 1993 de la norma NFPA 30, considerando los resultados de los Ensayos S-19 a S-21.
16	Basada en los criterios de protección recomendados en el Apéndice D Tabla D-2.2 de la edición 1993 de la norma NFPA 30, considerando los resultados de los Ensayos S-19 a S-21.
17	Basada en los criterios de protección recomendados en el Apéndice D Tabla D-2.2 de la edición 1993 de la norma NFPA 30, considerando los resultados de los Ensayos S-19 a S-21.

Tabla 4-8.2(c)
Justificación técnica e

Ref. No.	Identificador del ensayo en el directorio
1	Resultados del Ensayo S-33, considerando los resultados de los Ensayos S-32 y S-34.
2	Resultados de los Ensayos S-45 y S-46.
3	Resultados de los Ensayos S-45 y S-46. Los riesgos reducidos que presentan los líquidos Clase IIIB justifica que los rociadores en las estanterías se ubiquen nivel de por medio, en lugar ubicarlos en todos los niveles.
4	Resultados del Ensayo S-33, considerando los resultados de los Ensayos S-32 y S-34. El uso de recipientes con alivio justifica la reducción de los criterios de diseño para los rociadores en las estanterías, con respecto a lo especificado en la Ref. No. 1 anterior.
5	Resultados de los Ensayos S-45 y S-46. El uso de recipientes con alivio justifica la reducción de los criterios de diseño para los rociadores en las estanterías, con respecto a lo especificado en la Ref. No. 1 anterior.
6	Basada en los datos de la Ref. No. 3.

Tabla 4-8.2(d)
Justificación técnica e

Ref. No.	Identificador del ensayo en el directorio
1	Resultados del Ensayo S-12, con extrapolación de datos para permitir el aumento de la máxima altura del techo desde 25 pies (7,6m) a 30 pies (9,2m).
2	Resultados del Ensayo S-6, con extrapolación de datos para permitir el aumento de la máxima altura del techo desde 27 pies (8,2m) a 30 pies (9,2m).
3	Resultados del Ensayo S-6 y de los Ensayos S-19 a S-21, con extrapolación de datos para permitir el aumento de la máxima altura del techo desde 27 pies (8,2m) a 30 pies (9,2m).
4	Basada en los datos de la Ref. No. 3. El uso de recipientes con alivio permite almacenamientos de dos hileras de recipientes, una sobre la otra.
5	Basada en los datos de la Ref. No. 3. El uso de recipientes con alivio permite almacenamientos de dos hileras de recipientes, una sobre la otra.

Tabla 4-8.2(e)
Justificación técnica e

Ref. No.	Identificador del ensayo en el directorio
1	Resultados de los Ensayos P-21 a P-31.

Tabla 4-8.2(f)
Justificación técnica e

Ref. No.	Identificador del ensayo en el directorio
1	Resultados del Ensayo S-47.

D-2 Al desarrollar los criterios de protección contra incendios expuestos en la Sección 4-8, el Grupo de Trabajo sobre Protección de Recipientes de la NFPA30 evaluó numerosos ensayos de incendio, 85 de los cuales han sido resumidos en el *Directorio de Ensayos de Incendio que Involucran el Almacenamiento de Líquidos Inflamables y Combustibles en Recipientes Pequeños*. El autor de este directorio fue David P. Nugent, Schirmer Engineering Corporation, y está disponible mediante acuerdo especial con dicha empresa, en la Society of Fire Protection Engineers, One Liberty Square, Boston, MA 02109. Los usuarios de este código que deseen investigar sobre los detalles de los ensayos de incendio sobre los cuales se basa la Sección 4-8 podrán consultar este directorio.

Los resúmenes que se presentan a continuación proporcionan una breve declaración que justifica cada una de las entradas de las Tablas 4-8.2(a) a (f). Cada una de las entradas de las Tablas 4-8.2(a) a (f) incluye un número que lo referencia a un ensayo de incendio, el cual aparece en la última columna de cada tabla y que está referenciado a una de las declaraciones de justificación incluidas a continuación. Los números de ensayo dados en las declaraciones de justificación se refieren a los ensayos reportados en el directorio de Nugent. Como se dijo, en algunos casos el Grupo de Trabajo sobre Protección de Recipientes de la NFPA 30 utilizó su juicio al evaluar los datos de los ensayos para desarrollar criterios de protección contra incendios para diversas combinaciones de clases de líquidos, tipos y tamaños de recipiente y disposiciones del almacenamiento.

D-3 Hay algunas mercaderías para las cuales no se encontraron datos de ensayo o los datos encontrados fueron insuficientes para desarrollar tablas de protección definitivas. Un ejemplo son los líquidos Clase IA. Las Tablas D-3(a) a D-3(c) contienen la protección que estaba incluida en el Apéndice D de la norma NFPA 30-1993 para líquidos Clase IA.

En el informe técnico *Un Modelo para el Análisis del Riesgo de Incendio para Evaluar Opciones para Productos Líquidos Inflamables y Combustibles en Ocupaciones de*

Almacenamiento y Venta Minorista, del Dr. John R. Hall Jr., se puede encontrar información útil adicional para evaluar el riesgo de incendio.

**Tabla D-3(a) Protección mediante rociadores de espuma y agua para estanterías de hilera simple o doble hilera
Construcción de los recipientes - Metal (Para líquidos no miscibles o miscibles > 50%)**

Clase de líquido	Tamaño de recipiente y disposición	Altura de almacenamiento (pies)	Altura de techo (pies)	Techo				Protección mediante rociadores en las estanterías	Notas
				Tipo de rociador		Densidad gpm/pies ²	Densidad Área ¹ Pies ²		
				Orificio ¹	Respuesta ²				
IA	> 5 gal ≤ 60 gal	25	30	STD u OG	RS	0,30	1500	Todos los niveles	(1)

Unidades del SI: 1 pie = 0.3m; 1 lb/pulg² = 6.9 kPa; 1 gal = 3.8L; 1 gpm/pies² = 40.7 Lpm/m².

¹ Se prefieren los rociadores con orificios extra grandes cuando se los instala de acuerdo con la norma NFPA 13, *Norma para la instalación de sistemas de rociadores* (10 lb/pulg.² mínima presión final en los rociadores). STD = Orificio standard; OG = Orificio grande; OEG = Orificio extra grande.

² RS = Respuesta standard.

³ Rociadores de techo de alta temperatura.

NOTA: Espaciar los rociadores instalados en las estanterías con sus centros separados un máximo de 9pies, en tresbolillo vertical. Basar el diseño en 30 gpm por rociador, con 6 rociadores hidráulicamente más remotos operando en cada uno de los tres niveles superiores. Los rociadores son STD u OG, RS o RR, temperatura de operación de 165°F, con pantallas. El diseño hidráulico se puede reducir a tres rociadores operando por cada nivel - tres niveles operando simultáneamente cuando se use un sistema de espuma y agua precebado instalado de acuerdo con la norma NFPA 16A, *Norma para Sistemas Rociadores de Espuma y Agua de Rociadores Cerrados*, y mantenido de acuerdo con la norma NFPA 25, *Norma para la Inspección, Ensayo y Mantenimiento de los sistemas de Protección contra Incendio a Base de Agua*.

**Tabla D-3(b) Protección mediante rociadores de agua para estanterías de hilera simple o doble hilera
Construcción de los recipientes - Metal (Para líquidos no miscibles o miscibles > 50%)**

Clase de líquido	Tamaño de recipiente y disposición	Altura de almacenamiento (pies)	Altura de techo (pies)	Techo				Protección mediante rociadores en las estanterías	Notas
				Tipo de rociador		Densidad gpm/pies ²	Densidad Área ¹ pies ²		
				Orificio ¹	Respuesta ²				
IA	≤ 5 gal	25	30	OG u OEG	RS	0,40	3000	Todos los niveles	(1)
	> 5 gal ≤ 60 gal	25	30	OG u OEG	RS	0,60	3000	Todos los niveles	(1)

Unidades del SI: 1 pie = 0.3m; 1 lb/pulg² = 6.9 kPa; 1 gal = 3.8L; 1 gpm/pie² = 40.7 Lpm/m².

¹ Se prefieren los rociadores con orificios extra grandes cuando se los instala de acuerdo con la norma NFPA 13, *Norma para la instalación de sistemas de rociadores* (10 lb/pulg.² mínima presión final en el rociador final). OG = Orificio grande; OEG = Orificio extra grande.

² RS = Respuesta standard.

³ Rociadores de techo de alta temperatura.

NOTA: Espaciar los rociadores instalados en las estanterías con sus centros separados un máximo de 9pies, en tresbolillo vertical, 30 gpm por rociador, orificios standard (STD) o grandes (OG), RR, con pantallas, 165°F (74°C), 6 rociadores hidráulicamente más remotos operando en cada nivel (tres niveles superiores). Ocho rociadores operando si sólo hay un nivel.

**Tabla D-3(c) Protección mediante rociadores de almacenamientos a granel o en estibas
Construcción de los recipientes - Metal
(Para líquidos no miscibles o miscibles > 50%)**

Clase de líquido	Tamaño de recipiente y disposición	Altura de almacenamiento (pies)	Altura de techo (pies)	Techo				Notas
				Tipo de rociador		Densidad	Densidad Área ¹	
				Orificio ¹	Respuesta ²			
IA	≤ 5 gal	5	ND	STD u OG	RS	0,30	3000	(1)
	> 5 gal ≤ 60 gal	5 (1 fila)	ND	OG u OEG	RS	0,60	5000	(1)

Unidades del SI: 1 pie = 0.3m; 1 lb/pulg² = 6.9 kPa; 1 gal = 3.8L; 1 gpm/pie² = 40.7 Lpm/m².

¹ Se prefieren los rociadores con orificios extra grandes cuando se los instala de acuerdo con la norma NFPA 13, *Norma para la instalación de sistemas de rociadores* (10 lb/pulg.² mínima presión final en el rociador final). STD = Orificio standard; OG = Orificio grande; OEG = Orificio extra grande.

² RS = Respuesta standard.

³ Rociadores de techo temperatura de alta temperatura.

N.D. No disponible (datos)

NOTA: Demanda mínima chorro de manguera 750 gpm para 2 horas.

Apéndice E - Protección contra Incendio Sugerida para Recipientes de Líquidos Inflamables y Combustibles

Este Apéndice no forma parte de los requisitos de este documento NFPA, pero se incluye únicamente con propósitos informativos.

Con la introducción y el uso generalizado de grandes recipientes, tales como los recipientes a granel intermedios (IBCs), y la introducción de materiales alternativos empleados en la construcción de los recipientes, surge la necesidad de evaluar estos materiales desde el punto de vista de su desempeño frente al fuego. Es necesario proporcionarle a los fabricantes, bodegas y autoridades una guía para desarrollar y evaluar los criterios de protección cuando no existen datos disponibles. La intención del siguiente ejemplo de un protocolo de ensayo es que bosqueje una guía para efectuar ensayos de incendio representativos para establecer criterios de protección para líquidos en recipientes. Específicamente, este bosquejo se desarrolló para líquidos en grandes recipientes, es decir, con capacidades superiores a 5 gal (18.9L). Aunque para recipientes más pequeños existe una cantidad significativa de datos, para los grandes recipientes se carece de datos. (Ver *Referencias y Bibliografía*). La mayoría de estos datos corresponden a tambores de 55 gal (208L).

Ejemplo de un Protocolo de Ensayo para Evaluar Líquidos en Grandes Recipientes.

Se han identificado importantes variables al evaluar los riesgos de los líquidos en recipientes pequeños [Referencia 1]. Estas incluyen las propiedades de los líquidos, el diseño y tamaño de los recipientes, los materiales de empaque, escenario de ignición, disposición del almacenamiento, y parámetros de diseño del sistema de rociadores.

De particular importancia para los grandes recipientes es el control de la presión dentro del recipiente para impedir una explosión de los vapores en expansión de un líquido en ebullición (BLEVE) e impedir grandes descargas de líquido. Aunque estos constituyen un riesgo en el caso de los recipientes más pequeños, el peligro para las instalaciones y personal que efectúa los ensayos aumenta drásticamente para los recipientes mayores. Una medida fundamental del desempeño es la limitación del aumento de presión en el recipiente y el mantenimiento de la integridad del recipiente para impedir grandes derrames. La prevención de una BLEVE se debería disponer por la descarga de líquido y la liberación de calor asociada mediante mecanismos aliviadores de la presión. Los mecanismos aliviadores de la presión pueden ser una característica incorporada o puede ser inherente al material del recipiente. La integridad del recipiente, junto con la estabilidad de la pila o estantería, es importante para impedir grandes descargas de líquido. Los sistemas de supresión podrían no resultar adecuados para controlar un gran derrame de líquido. Existen herramientas de la ingeniería para evaluar las consecuencias específicas de los incendios no controlados en derrames sobre la integridad de las instalaciones [Referencia 2].

El siguiente ejemplo de protocolo de ensayo se incluye para colaborar en el desarrollo de criterios de protección similares a los desarrollados en las Tablas 4-8.2(a) a 4-8.2(d) para tambores de acero. La intención es proporcionar una guía para la aceptación de materiales y/o diseños alternos en líquidos almacenados y clasificados como "protegido". Las principales bases de este bosquejo son los ensayos efectuados anteriormente en almacenamientos de tambores [Referencia 3].

1 Configuración del Almacenamiento.

(a) *Instalaciones.* Si los recipientes han de ser protegidos en áreas interiores, deberían efectuarse ensayos en instalaciones cerradas con mínimo impacto del ambiente exterior. En particular, la altura del edificio debería ser representativa de la altura de almacenamiento interior propuesta. La altura del edificio afecta el tiempo de respuesta del sistema de supresión, la penetración del agente de supresión a través de la columna de incendio, y la respuesta de los elementos estructurales ante la amenaza.

(b) *Disposición del almacenamiento.* Debería seleccionarse una disposición de almacenamiento representativo, por ejemplo, almacenamiento en pilas sólidas o almacenamiento en estanterías. Las disposiciones deberían tomar en cuenta el ancho de los pasillos, la distancia a los materiales almacenados adyacentes y si estos materiales adyacentes poseen características de ignición y crecimiento de incendio superiores o inferiores.

(c) *Recipiente.* El recipiente que almacena el líquido debería ser representativo de una unidad tipo producción, a menos que la evaluación incluya una serie amplia para determinar los efectos de varios tipos de recipientes. Deberían identificarse las potenciales capacidades de venteo del recipiente, es decir, el "eslabón térmicamente débil" del conjunto. Si el recipiente tuviese un envoltorio exterior, un empaque o en estibas, este hecho debería considerarse en el sistema global del "recipiente".

(d) *Líquido en el recipiente.* Debería evaluarse el líquido más peligroso a almacenar. El peligro de un líquido debería evaluarse en base a su volatilidad (presión de vapor), calor de combustión, densidad específica, miscibilidad (solubilidad en agua), temperatura de ignición, punto de inflamación, punto de llama, punto de ebullición y densidad de vapor. El sistema de clasificación de la norma NFPA 30, el cual se basa en el punto de inflamación, la presión de vapor y el punto de ebullición, se puede usar como guía para evaluar el peligro. Las demás propiedades deberían ser consideradas, ya que pueden afectar tanto los riesgos como la efectividad del sistema de supresión.

(e) Los líquidos Clase IA deberían considerarse independientemente de los demás líquidos debido a los peligros inherentes que presentan. Se pueden desarrollar criterios de protección para diferentes clases de líquidos, por ejemplo, los aceites para motores cuyos criterios de protección difieren de aquellos de los líquidos Clase IB. Para un riesgo razonable máximo, el n-heptano a sido utilizado para la evaluación general de los líquidos hasta e incluyendo la Clase IB. Cuando se efectúan ensayos sobre grandes recipientes, se puede reemplazar el líquido inflamable con agua para mejorar la seguridad global del ensayo. Es importante incluir líquido en el recipiente. Debería registrarse la presión interna. El líquido además sirve como reservorio de calor para el recipiente. Puede ocurrir una falla estructural en el recipiente cuando no hay líquido en interface con el recipiente [Referencia 3]. El espacio de vapor del recipiente debería ser representativo de las condiciones reales.

2. Sistema de Protección.

(a) El sistema de protección cuya aceptación se propone debería estar representado en el ensayo real, por ejemplo, un sistema de rociadores por inundación, sistema de rociadores de espuma y agua con rociadores cerrados, de tuberías secas o húmedas, sistema de espuma, o sistema con agente gaseoso. Si la activación del sistema depende de equipos auxiliares (por ejemplo, detectores), estos dispositivos deberían incluirse en el

ensayo con espaciamentos y características de respuesta representativas.

(b) En el caso de los sistemas de supresión con rociadores, deberían usarse tasas de aplicación representativas y el espaciamiento entre rociadores que sería propuesto para su adopción.

(c) En los ensayos que involucran rociadores de cabeza cerrada, se deberían identificar y utilizar tamaños de orificio (standard, grande, extra grande), temperaturas nominales e índices de tiempo de respuesta apropiados.

(d) En los ensayos de los sistemas por inundación y sistemas que emplean agentes gaseosos, se deberían utilizar los equipos de detección adecuados, propuestos para la protección.

(e) En los ensayos de los sistemas de espuma, se debería considerar el cebado previo o el tiempo de descarga real de la espuma. El concentrado de espuma debería estar listado o aprobado para el riesgo específico en cuestión.

3. Escenario de Incendio.

(a) El escenario de incendio es de fundamental importancia en la determinación del peligro de incendio de un producto almacenado. Se reconoce que un sistema de supresión instalado podría ser incapaz de brindar protección contra el escenario correspondiente al caso absolutamente más desfavorable, por ejemplo, el derrame total de múltiples recipientes de almacenamiento. En el caso de grandes recipientes, la rápida liberación de los contenidos puede representar un reto significativo para el sistema de supresión instalado. Esto es particularmente cierto en el caso de líquidos altamente volátiles, como los líquidos Clase I. La filosofía para determinar la efectividad de la protección se basa en anticipar una amenaza razonable. Aún con un sistema de supresión instalado existe algún riesgo de que se produzcan pérdidas significativas. Parte de este riesgo está asociado con la confiabilidad del sistema de supresión, la cual debería ser tratada en el diseño/especificaciones reales de los sistemas de protección.

(b) Durante los ensayos de almacenamiento de tambores [Referencia 3] se desarrolló un escenario representativo para grandes recipientes. El escenario consistía en una pérdida por gravedad de 2.0 gpm (7.6 Lpm) a 15 gpm (56,7 Lpm) desde un orificio en o cerca del fondo de un recipiente. Esta pérdida puede ser simulada mediante el flujo de una tubería. Si los recipientes están apilados en más de una hilera, la pérdida simulada debería ubicarse hacia la parte superior de la pila. Se debería permitir que la pérdida fluya antes de la ignición, simulando la propagación del combustible luego del accidente y la demora de la ignición. En los ensayos de la Referencia 3, se permitió que se derramaran 10 gal (38L) de líquido antes de la ignición. La Referencia 4 brinda detalles adicionales sobre los efectos de la tasa de derrame y tamaño inicial del derrame para los ensayos que involucran un sistema de supresión AFFF.

Un escenario alternativo para el caso más desfavorable puede ser la liberación total del líquido contenido en un gran recipiente, demorando la ignición hasta que el contenido se haya derramado completamente. La ignición de este gran charco de líquido puede presentar un reto significativo para el sistema de supresión instalado.

(c) Si el escenario involucra el incendio de un flujo de combustible, la duración recomendada para el incendio debería ser igual al tiempo de flujo total del contenido de un recipiente. Alternativamente, la evaluación se puede finalizar poco después de la extinción total. Debe dejarse transcurrir un tiempo para determinar si en los recipientes se generan presiones con posterioridad a la extinción o si se producen fallas en los recipientes debido a un enfriamiento no adecuado. En el caso

de los sistemas de agua y espuma, la medida del desempeño probablemente será el control del incendio, en lugar de la extinción, ya que es poco probable que el incendio tridimensional de combustible fluyendo sea extinguido por estos agentes. Si se utiliza una tasa de derrame mayor, puede ser apropiado emplear un tiempo de ensayo reducido igual al tiempo de descarga de un recipiente. La duración de un ensayo de incendio en un derrame de líquido debería determinarse en base al éxito o fracaso del sistema de supresión para controlar/extinguir el incendio.

4. Medidas del Desempeño.

(a) *Criterios.* El desempeño aceptable debería incluir (pero no estar limitado a) lo siguiente:

1. Impedir que se desarrollen presiones en los recipientes o reales explosiones de los vapores en expansión de un líquido en ebullición (BLEVE);
2. Impedir pérdidas sustanciales del líquido de un recipiente;
3. Limitar el número de rociadores en operación;
4. Impedir la ignición de arrumes adyacentes o falla para controlar un incendio en un arrume adyacente;
5. Limitar la temperatura del acero estructural o de las estanterías;
6. Controlar las temperaturas sostenidas del gas próximo al techo; e
7. Impedir el colapso de los recipientes almacenados o de los arrumes.

(b) *Tipo de recipiente.* El tipo de material del recipiente influirá en el establecimiento de los criterios de desempeño. Impedir una explosión de los vapores en expansión de los líquidos en ebullición (BLEVE) es una característica importante. La pérdida de algo de líquido de un recipiente (particularmente por medio del venteo controlado) se puede considerar aceptable y aún preferible. La falla catastrófica de un recipiente (es decir, la liberación total de su contenido) se puede considerar inaceptable. El gran derrame resultante podría no ser controlable (particularmente si se utilizan rociadores de agua) y provocar la falla de otros recipientes con efecto cascada.

(c) *Ensayos preliminares.* Se pueden exigir ensayos más amplios para determinar los mecanismos de falla y la situación más desfavorable para los materiales específicos de los recipientes. La Referencia 5 constituye un ejemplo de ensayos más amplios efectuados para determinar los mecanismos de falla de pequeños recipientes metálicos y plásticos. En la Referencia 3 se describen los mecanismos de falla de los tambores de acero. No hay información publicada sobre los mecanismos de falla de los grandes recipientes, particularmente de los recipientes a granel intermedios y tambores no metálicos o compuestos (por ejemplo, tambores de fibra).

(d) *Generación de presiones.* 104 kPa (15 lb/pulg²) es un ejemplo de presión crítica en los tambores de acero, por encima de la cual se puede producir una explosión (BLEVE) [Referencia 3].

(e) *Pérdida de líquidos.* La pérdida de cualquier cantidad significativa de líquidos generalmente se considera un criterio de falla. Para el recipiente involucrado originalmente puede ser una pérdida de contenido a una tasa mayor que la tasa de derrame considerada en el escenario de diseño. La propagación del incendio hacia los límites exteriores de la disposición de ensayo generalmente se considera una falla. Para los arrumes o disposiciones adyacentes, debería considerarse el nivel de participación en el incendio. La pérdida debida a venteo de

vapor puede considerarse aceptable. En el caso de los recipientes metálicos, se puede considerar inaceptable una pérdida de líquidos que lleve a una ruptura/ explosión (BLEVE).

(f) *Número de rociadores en operación y tiempo de operación.* Esto se puede utilizar como un juicio de la efectividad global del sistema de supresión. A medida que aumenta el número de rociadores en operación, disminuye la probabilidad de éxito global. La filosofía de la protección de líquidos combustibles/inflamables se ha modificado, abandonando los criterios tradicionales del éxito de las bodegas, según los cuales se podía juzgar el éxito de un ensayo que involucrara la operación de 30 rociadores o más. La tendencia en la protección de líquidos consiste en la activación más rápida y enfriamiento/control mediante el uso de rociadores de menor índice de tiempo de respuesta R.T.I., nivel intermedio, orificios más grandes, y ESFR supresión temprana respuesta rápida.

(g) *Ignición de los arrumes adyacentes.* La prevención de la ignición de los arrumes adyacentes (es decir, los arrumes ubicados del otro lado de los pasillos) es una medida fundamental del desempeño. Si los arrumes se encienden, debería proporcionarse una protección adecuada (por ejemplo, empleando rociadores en las estanterías o una tasa mayor para el agente de supresión).

(h) *Integridad del acero estructural.* El acero estructural, empleado en las columnas y vigas de los edificios o elementos de las estanterías, potencialmente falla a 649°C - 704°C (1200°F - 1300°F). Los escenarios en los cuales los elementos alcanzan esta temperatura durante un tiempo prolongado pueden considerarse no exitosos para situaciones "protegidas".

(i) El colapso de los recipientes almacenados aumenta de manera inherente el riesgo de descarga de los líquidos de los recipientes. También aumenta el potencial de escudar un incendio de un flujo de combustible o de un incendio de un derrame de líquido, con el consiguiente aumento en la posibilidad que se genere una explosión (BLEVE) o una descarga de líquidos catastrófica.

Es posible que los sistemas de supresión en base al agua no puedan suprimir los derrames de cualquier magnitud. El agua puede actuar enfriando los recipientes, pero también propaga el incendio del charco de líquido. En las situaciones en las cuales existe la posibilidad de que se produzcan grandes derrames, se pueden emplear en el piso sistemas de drenaje para mitigar la propagación de líquidos inflamados. Se puede considerar el área abarcada por el drenaje para establecer las áreas de operación de diseño. Alternativamente, se pueden utilizar sistemas rociadores de espuma y agua para controlar/suprimir los incendios de charcos de líquido para impedir la propagación de líquidos inflamados. Cuando hay almacenamiento en estanterías, la instalación de rociadores en todos los niveles ha demostrado ser una buena forma de enfriamiento para el almacenamiento de tambores [Referencia 3].

La documentación de los ensayos debería incluir los preparativos para el ensayo, los resultados y la evaluación de los daños. Es deseable también contar con documentación fotográfica y en video.

Referencias

1. Nugent, D.P., "Fire Tests Involving Storage of Flammable and Combustible Liquids in Small Containers," *Journal of Fire Protection Engineering*, 6(1): 1994; 1-10.

2. Scheffey, J.L., Gewain, R.G., y Hunt, S.P., "Analytical Techniques for Performance-Based Code Requirements - Warehouse Structural Protection," Hughes Associates, Inc., Columbia, MD (en preparación).

3. Newman, R.M., Fitzgerald, P.M., y Young, J.R., "Fire Protection of Drum Storage Using Light Water' Brand AFFF in a Closed-Head Sprinkler System," Factory Mutual Research Corporation Report FMRC Ser. No. 22464, RC75-T-16, Norwood, MA, Marzo 1975.

4. Young, J.K. y Fitzgerald, P.M., "The Feasibility of Using Light Water' Brand AFFF in a Closed-Head Sprinkler System for Protection Against Flammable Liquid Spill Fires," Factory Mutual Research Report FMRC Ser. No. 22352, RC75-T-4, Norwood, MA, Enero 1975.

5. Hill, J.P., "International Foam-Water Sprinkler Research Project: Task 3 - Range Finding Tests," Factory Mutual Research Report J.I. OTOR6.RR, preparado para la National Fire Protection Research Foundation, Norwood, MA, Julio 1991.

Bibliografía

Allahdadi, F.A., Luher, C., Morehouse, T., y Campbell, P., "Modeling Response of Tanks Containing Flammables to Fire Impingement," ESL-TR-87-53, Engineering and Services Laboratory, Tyndall AFB, FL, Julio 1988.

American Petroleum Institute, API 2000, "Venting Atmospheric and Low Pressure Storage Tanks," API, Washington, DC, 1982.

Bainbridge, B.L. y Keltner, N.R., "Heat Transfer to Large Objects in Large Pool Fires," SAND-87-0641C, Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM, 1987.

Birk, A.M., "Modeling the Effects of a Torch-Type Fire Impingement on a Rail or Highway Tanker," *Fire Safety Journal*, 15:1989; 277-296.

Committee on Hazardous Materials, Division of Chemistry and Chemical Technology, National Research Council (ed.), Pressure-Relieving Systems for Marine Cargo Bulk Liquid Containers, National Academy of Sciences, Washington, DC, 1973.

Factory Mutual Laboratories, Research Project No. 11365, Noviembre 2, 1949, "Fire Tests of Vent Fittings for Paint Drums," Informe de laboratorio No. 13604, Febrero 1958, 26.

Johnson, M.R., "Temperatures, Pressures and Liquid Levels of Tank Cars Engulfed in Fires - Volume I, Results of Parametric Analysis," DOT/FRA/OR&D-84/08.11, Federal Railroad Administration, Washington, DC, Junio 1984.

McLain, W.H., "Investigation of the Fire Safety Characteristics of Portable Tanks - Polyethylene Tanks Containing Flammable Liquids," Informe No. CG-M-1-88, U.S. Coast Guard Marine Technical and Hazardous Materials Division, Avery Point, CT, Marzo 1988.

Richards, R.C. y White, K.T., "Fire Exposure Tests of Polyethylene and 55 Gallon Steel Drums Loaded with Flammable Liquids, Phase I," Informe No. CG-D-116-76, Department of Transportation, U.S. Coast Guard, Washington, DC, Septiembre 1976.

Richards, R.C. y Munkenbeck, G.J., "Fire Exposure Tests of Polyethylene and 55 Gallon Steel Drums Loaded with Flammable Liquids, Phase II," Informe No. CG-D-86-77, Department of Transportation, U.S. Coast Guard, Washington, DC, Agosto 1977.

Rogerson, J.E., "Flammable and Combustible Liquid Drum Storage Problems," American Institute of Chemical Engineers Summer National Meeting Progress, Paper No. 63, 1981.

Russell, L.H., y Canfield, J.A., "Experimental Measurement of Heat Transfer to a Cylinder Immersed in a Large Aviation Fuel Fire," *Journal of Heat Transfer*, Agosto 1973.

Silicone Products Department of General Electric, "Bulging and Rupture Characteristics of 55-Gallon, Steel Closed-Top

Drums at Known Pressure," Informe No. R-65-Ch-SD-529, Setiembre 30, 1965.

Sumitra, P.S. y Troup, J.M.A., "The Effect on Sprinkler Protection Using Thin Pallets for Palletized Barreled Whiskey Storage," FMRC J.I. OEOR1.RR, RC 79-T-60, Marzo 1980.

Sumitra, P.S. y Troup, J.M.A., "Fire Protection Requirements for Six-Barrel High Palletized Storage of Distilled Spirits," FMRC J.I. OC2R6.RR, RC 78-T-42, Febrero 1979.

Sumitra, P.S. y Troup, J.M.A., "The Protection Requirements for Six-Barrel High Palletized Storage of Distilled Spirits, Phase II," FMRC J.I. OEOR1.RR, RC 79-T-66, Noviembre 1979.

Tavares, R. y Delichatsios, M.A., "Pressure Relief in Flammable-Liquid Drums by Pressure-Activated and Plastic Bunds," FMRC J.I. OFOR4.RA 070(A), Factory Mutual Research Corporation, Norwood, MA, Marzo 1981.

Yao, C., "Flammable Liquid Drum Fire Protection System Development," Informe FMRC No. 16425, preparado por la Manufacturing Chemists Association, Norwood, MA, Mayo 5, 1967.

Apéndice F - Cálculo de las Emisiones Esperadas por Fugas

Este Apéndice no forma parte de los requisitos de este documento NFPA, pero se incluye únicamente con propósitos informativos.

F-1 Introducción.

Un método alterno para ventilar adecuadamente un área cerrada consiste en hacer una estimación razonable de las posibles fugas en los equipos que manejan hidrocarburos dentro del área cerrada y proveer suficiente ventilación para diluir. La aplicación de este método requiere ciertos cálculos, a continuación describimos una técnica.

Para calcular la tasa de ventilación requerida, es necesario determinar la tasa de pérdida de hidrocarburos esperada (bajo condiciones normales). Luego, se debe agregar suficiente aire de dilución al espacio en cuestión para garantizar que la concentración de vapores/gases inflamables se mantenga permanentemente por debajo del 25 por ciento del límite inflamable inferior (LFL), excepto durante los períodos de anomalías en los procesos, operación anormal, o rotura o falla de los equipos.

Los factores de las fugas esperadas para equipos específicos que manejan hidrocarburos se pueden obtener de ensayos de emisiones efectuados en instalaciones específicas o de publicaciones existentes. Algunas publicaciones disponibles son: API, *Emisiones por fugas de los Hidrocarburos en las Operaciones de Producción de Petróleo*, Volúmenes I y II, 1980; *Estudio EPA/ Radian*, efectuado en 1979; y EPA, *Protocolos para Generar Estimaciones de las Emisiones Específicas de Diferentes Unidades para las Fugas de los Equipos de VOC y HAP*, 1987 (Documento No. 87-222-124-10-02). Todos los datos sobre las emisiones deberían revisarse para garantizar que las tasas de emisión sean representativas de las condiciones reales durante las operaciones normales.

F-2 Técnica de Cálculo.

En el siguiente ejemplo, se determina la tasa de ventilación requerida para un área cerrada [60 pies (18m) de ancho (W), 120 pies (36m) de largo (L), 40 pies (12m) de altura] en una plataforma fuera de la costa, de clima frío, que contiene equipos de producción.

1. Listar la totalidad de los componentes aplicables que manejan hidrocarburos y las emisiones por fugas de hidrocarburos anticipadas. Las tasas de pérdida de las emisiones de los componentes de los equipos se pueden obtener midiendo las emisiones en las instalaciones en cuestión, de una de las publicaciones listadas en la sección anterior o de otros estudios que sean representativos de los equipos involucrados.

2. El número total de componentes específicos que manejan hidrocarburos debería obtenerse de un conteo real in situ o de los planos de diseño de los equipos propuestos. Observar que los componentes que manejan gas deberían listarse separadamente de aquellos que manejan hidrocarburos líquidos.

3. Determinar las emisiones totales de gas esperadas (libras/día) para componente multiplicando el número de componentes por el factor de predicción correspondiente. Este producto es el total de emisiones de gas anticipadas para el tipo específico de componente.

4. Calcular el subtotal de las emisiones de gas anticipadas (libras/día) para todos los componentes de manera de obtener la tasa total de emisiones de gas para el servicio.

5. Repetir los Pasos 2 a 4 para determinar las emisiones totales de los líquidos hidrocarburos anticipadas.

6. Sumar los subtotales obtenidos en los Pasos 4 y 5 para determinar las emisiones totales anticipadas.

7. Convertir las emisiones totales de los hidrocarburos de libras/día a libras/hora. Para el ejemplo elegido, suponer que el total anticipado para las emisiones de los hidrocarburos es 297,26 lb/día. Dividiendo por 24, el resultado de la conversión es 12,39 lb/hr.

8. Calcular el peso molecular promedio de las emisiones de los hidrocarburos. A continuación mostramos un ejemplo:

83%	metano	(Peso molecular Wt = 16)
13%	etano	(Peso molecular Wt = 30)
4%	butano	(Peso molecular Wt = 58)
<hr/>		
100%		

0,83 x 16 = 13,28
 0,13 x 30 = 3,90
 0,04 x 58 = 2,32
 Total = 19,50

Para simplificar los cálculos siguientes, el valor 19,50 se redondea a 20, y 20 se utiliza como el peso molecular promedio de la mezcla de las emisiones de los hidrocarburos.

9. Calcular los pies³/lb mol a la temperatura ambiente estimada para el área. Este cálculo se efectúa sabiendo que el volumen de 1 lb mol de un gas ideal es 359pies³ a 32°F y 14,7 lb/pulg² abs.

De la Ley de los Gases (PV = nRT) y la Ley de Charles (V₁T₂ = V₂T₁), y del hecho que a presión constante el volumen varía proporcionalmente a la relación de temperaturas cuando la temperatura se expresa en grados Rankine (°F + 460), calcular el volumen real. Suponiendo una temperatura ambiente de 88°F, mostramos un ejemplo:

A 88°F y 14,7 lb/pulg² abs., 359pies³ de gas ideal ocuparían:

Los informes por la Factory Mutual Research Corporation (FMRC) citados en la Bibliografía pueden no estar disponibles para el público en general. Los informes FMRC citados en las Referencias se encuentran archivados en las oficinas centrales de la NFPA, en los archivos del comité sobre la norma NFPA 30.

(359) (460+88)/(460+32), 6 400pies³

10. Determinar la tasa de pérdida total de los hidrocarburos en pies cúbicos por minuto (pies³ por minuto) utilizando la ecuación:

$$G = \frac{(E)(V)}{60(mw)}$$

Donde:

G = Tasa de pérdida, pies³ por minuto
 E = Tasa de emisión, lb/hr
 V = Volumen, pies³/lb-mol
 mw = Peso molecular promedio
 60 = min/hr

En nuestro ejemplo, E = 12,39 lb/hr y el peso molecular promedio es 20.

G = (12,39 lb/hr) (400pies³/lb-mol)/(60 min/hr) (20)
 G = 4,13 pies³ por minuto

11. De acuerdo con la norma NFPA 69, *Norma sobre Sistemas de Prevención de Explosiones*, la concentración de los hidrocarburos se puede expresar por medio de la siguiente ecuación:

$$C = (G/Q) (1 - e^{-kn})$$

Donde:

C = Concentración de hidrocarburos en el aire, % expresado como decimal
 G = Tasa de pérdida, pies³ por minuto
 Q = Tasa de introducción de aire limpio, pies³ por minuto
 n = Número de renovaciones de aire
 k = Factor de eficiencia de mezclado = 0,2 a 0,9

El factor (1 - e^{-kn}) se puede considerar igual a 1, ya que a medida que el número de renovaciones de aire (n) se aproxima a un estado constante (por ejemplo, aproximadamente tres renovaciones de aire), este factor se aproxima a la unidad.

A título de ejemplo, si se supone que la tasa de pérdida es 4,13 pies³ por minuto, se supone metano al 100 por ciento de su límite de inflamación inferior (concentración 5 por ciento), y se desea mantener una mezcla al 25 por ciento del límite de inflamación inferior (LFL), la tasa de introducción de aire requerida se puede determinar de la siguiente manera:

Q = 4,13 pies³ por minuto/(0,25x0,05)
 Q = 330 pies³ por minuto

12. Debido a las variaciones en los factores de emisión para los equipos de procesamiento, la tasa calculada debería multiplicarse por un factor de seguridad igual a 4. La tasa de ventilación requerida se determina de la siguiente manera:

Q = 330 pies³ por minuto x 4
 Q = 1320 pies³ por minuto, mínima tasa de ventilación

Por lo tanto, la mínima ventilación para lograr la adecuada ventilación de un área cerrada del tamaño dado que contiene las fuentes de emisiones por fugas supuestas es 1320 pies³ por minuto.

13. Dependiendo del tamaño del área cerrada y de la configuración de los equipos, puede ser recomendable proveer recirculación interna suplementaria para evitar áreas de estancamiento. Si hay mayores concentraciones locales que justifiquen la recirculación, ésta se debe diseñar con un movimiento de aire y una dirección tales que minimicen las áreas "muertas" en las cuales se pueden acumular vapores. A falta de otros criterios, se puede utilizar una tasa de recirculación de 1 pies³ por minuto/pie² de superficie de piso.

14. Si existen condiciones bajo las cuales hay un importante riesgo de liberación de grandes cantidades de vapores inflamables en un espacio confinado y la tasa de ventilación para dilución calculada no es suficiente para diluir y dispersar los vapores liberados por debajo del límite de inflamación en menos de cuatro horas, es recomendable producir ventilación de emergencia suplementaria. Ésta se puede lograr mediante ventilación natural a través de paneles o lumberras, o colocando los ventiladores de recirculación en posición de máxima reposición de aire limpio, o escape. Debería considerarse la dirección de circulación de los vapores ventilados para evitar que lleguen a una fuente de ignición ubicada fuera del espacio cerrado ventilado.

15. El procedimiento descrito fue adaptado del trabajo "Module Ventilation Rates Quantified", *Oil and Gas Journal*, W.E. Gale, Diciembre 23, 1985, p. 41.

Apéndice G - Publicaciones de Referencia

G-1 Los siguientes documentos o partes de ellos se mencionan en esta norma sólo con propósitos informativos y, por lo tanto, no se consideran parte de los requisitos de este documento. La edición indicada para cada referencia es la vigente a la fecha de emisión de este documento de la NFPA.

G-1.1 Publicaciones de la NFPA. National Fire Protection Association, 1 Batterymarch Park, PO Box 9101, Quincy, MA 02269-9101.

Hall, John R., Ph.D., "A Fire Risk Analysis Model for Assessing Options for Flammable and Combustible Liquid Products in Storage and Retail Occupancies," *Fire Technology*, Vol. 31, No. 4, Noviembre 1995, pp 291-306.

NFPA 10, *Standard for Portable Fire Extinguishers*, edición 1994.

NFPA 11C, *Standard for Mobile Foam Apparatus*, edición 1995.

NFPA 13, *Standard for the Installation of Sprinkler Systems*, edición 1996.

NFPA 14, *Standard for the Installation of Standpipe and Hose Systems*, edición 1994.

NFPA 15, *Standard for Water Spray Fixed Systems for Fire Protection*, edición 1996.

NFPA 16, *Standard for the Installation of Deluge Foam-Water Sprinklers and Foam-Water Spray Systems*, edición 1995.

NFPA 16A, *Standard for the Installation of Closed-Head Foam-Water Sprinkler Systems*, edición 1994.

NFPA 24, *Standard for the Installation of Private Fire Service Mains and Their Appurtenances*, edición 1995.

NFPA 25, *Standard for the Inspection, Testing, and Maintenance of Water-Based Fire Protection Systems*, edición 1995.

NFPA 30A, *Automotive and Marine Service Station Code* edición 1996.

NFPA 30B, *Code for the Manufacture and Storage of Aerosol Products*, edición 1994.

NFPA 31, *Standard for the Installation of Oil-Burning Equipment*, edición 1992.

NFPA 49, *Hazardous Chemical Data*, edición 1994.

NFPA 51B, *Standard for Fire Prevention in Use of Cutting and Welding Processes*, edición 1994.

NFPA 68, *Guide for Venting of Deflagrations*, edición 1994.

NFPA 69, *Standard on Explosion Prevention Systems*, edición 1992.

NFPA 70, *National Electrical Code*, edición 1996.

NFPA 77, *Recommended Practice on Static Electricity*, edición 1993.

NFPA 90A, *Standard for the Installation of Air Conditioning and Ventilating Systems*, edición 1996.

NFPA 91, *Standard for Exhaust Systems for Air Conveying of Materials*, edición 1995.

NFPA 101, *Life Safety Code*, edición 1994.

NFPA 204M, *Guide for Smoke and Heat Venting*, edición 1991.

NFPA 220, *Standard on Types of Building Constructions*, edición 1995.

NFPA 306, *Standard for the Control of Gas Hazards on Vessels*, edición 1993.

NFPA 325, *Guide to Fire Hazard Properties of Flammable Liquids, Gases, and Volatile Solids*, edición 1994.

NFPA 326, *Standard Procedures for the Safe Entry of Underground Storage Tanks*, edición 1993.

NFPA 327, *Standard Procedures for Cleaning or Safeguarding Small Tanks and Containers Without Entry*, edición 1993.

NFPA 329, *Recommended Practice for Handling Underground Releases of Flammable and Combustible Liquids*, edición 1992.

NFPA 385, *Standard for Tank Vehicles for Flammable and Combustible Liquids*, edición 1990.

NFPA 386, *Standard for Portable Shipping Tanks for Flammable and Combustible Liquids*, edición 1990.

NFPA 496, *Standard for Purged and Pressurized Enclosures for Electrical Equipment*, edición 1993.

NFPA 497A, *Recommended Practice for Classification of Class I Hazardous (Classified) Locations for Electrical Installations in Chemical Process Areas*, edición 1992.

NFPA 497M, *Manual for Classification of Gases, Vapors, and Dusts for Electrical Equipment in Hazardous (Classified) Locations*, edición 1991.

NFPA 704, *Standard System for the Identification of the Fire Hazards of Materials for Emergency Response*, edición 1996.

NFPA 780, *Standard for the Installation of Lightning Protection Systems*, edición 1995.

NFPA *Flammable and Combustible Liquids Code Handbook*, 1993.

G-1.2 Otras Publicaciones.

G-1.2.1 Publicaciones API. American Petroleum Institute, 1220 L Street, N.W., Washington, DC 20005.

API 620, *Recommended Rules for the Design and Construction of Large, Welded, Low-Pressure Storage Tanks*, quinta edición, 1990.

API 650, *Welded Steel Tanks for Oil Storage*, octava edición, 1993.

API 653, *Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction*, 1991.

API 1604, *Removal and Disposal of Used Underground Petroleum Storage Tanks*, 1987.

API 1615, *Installation of Underground Petroleum Storage Systems*, 1987.

API 1631, *Interior Lining of Underground Storage Tanks*, 1987.

API 2003, *Protection Against Ignition Arising Out of Static, Lightning, and Stray Currents*, 1991.

API 2015, *Cleaning Petroleum Storage Tanks*, 1994.

API 2015A, *A Guide for Controlling the Lead Hazard Associated with Tank Entry and Cleaning*, 1982.

API 2015B, *Cleaning Open Top and Covered Floating Roof Tanks*, 1981.

API 2217A, *Guidelines for Work in Inert Confined Spaces in the Petroleum Industry*, 1987.

API 2218, *Fireproofing Practices in Petroleum and Petrochemical Processing Plants*, 1988.

API 2219, *Safe Operating Guidelines for Vacuum Trucks in Petroleum Service*, 1986.

An engineering Analysis of the Effects of Oxygenated Fuels on Marketing Vapor Recovery Equipment, Setiembre 1990.

Fugitive Hydrocarbon Emissions from Petroleum Production Operations, Volúmenes I y II, 1980.

G-1.2.2 Publicación de la Association of Canadian Distillers. Association of Canadian Distillers, Suite 1100, 90 Rue Sparks, Ottawa, Canada L1P 5T8.

"Fire Tests of Distilled Spirits Storage Tanks," Informe de Cliente CR-5727.1.

G-1.2.3 Publicaciones ASTM. American Society for Testing and Materials, 1916 Race Street, Philadelphia, PA 19103.

ASTM D 92, *Standard Test Method for Flash and Fire Points by Cleveland Open Cup*, 1990.

ASTM D 4206, *Standard Test Method for Sustained Burning of Liquid Mixtures by the Setflash Tester (Open Cup)*, 1989.

ASTM D 4207, *Standard Test Method for Sustained Burning of Low Viscosity Liquid Mixtures by the Wick Test*, 1991.

ASTM E 119, *Standard Test Methods for Fire Tests of Building Construction and Materials*, 1995.

ASTM E 502, *Standard Test Method for Selection and Use of ASTM Standards for the Determination of Flash Point of Chemicals by Closed Cup Methods*, 1984.

ASTM Manual on Flash Point Standards and Their Use.

G-1.2.4 Publicación de la New England Interstate Water Pollution Control Commission. New England Interstate Water Pollution Control Commission, 85 Merrimac Street, Boston, MA 02114.

Tank Closure Without Tears: An Inspector's Safety Guide. Mayo 1988.

G-1.2.5 Oil and Gas Journal. PennWell Publishing Co., 3050 Post Oak Boulevard, Houston, TX 77056.

"Module Ventilation Rates Quantified," Gale, W. E., Diciembre 23, 1985, p. 41.

G-1.2.6 Publicaciones PEI. Petroleum Equipment Institute, 6514 East 6th Street, Tulsa, OK 74133-1719.

PEI RP100, *Recommended Practices for Installation of Underground Liquid Storage Systems*, 1990.

PEI RP200, *Recommended Practices for Installation of Aboveground Storage Systems for Motor Vehicle Fueling*, 1994.

G-1.2.7 Publicación SFPE. Society of Fire Protection Engineers, One Liberty Square, Boston, MA 02110.

Directory of Fire Tests Involving Storage of Flammable and Combustible Liquids in Small Containers, por David P. Nugent, Schirmer Engineering Corporation.

G-1.2.8 Publicación STI. Steel Tank Institute, 570 Oakwood Road, Lake Zurich, IL 60047.

STI R931, *Double Wall AST Installation and Testing Instructions*, 1993.

G-1.2.9 Publicaciones UL. Underwriters Laboratories Inc., 333 Pfingsten Road, Northbrook, IL 60062.

UL 1316, *Standard for Glass-Fiber Reinforced Plastic Underground Storage Tanks for Petroleum Products, Alcohol, and Alcohol-Gasoline Mixtures*, 1983.

UL 1709, *Standard for Rapid Rise Fire Tests of Protection Materials for Structural Steel*, 1994.

UL 1746, *Standard for External corrosion Protection Systems for Steel Underground Storage Tanks*, 1993.

G-1.2.10 Publicaciones del Gobierno de los Estados Unidos. U.S. Government Printing Office, Washington, DC 20402.

Code of Federal Regulations, Título 21, "GMP for Medical Devices."

Code of Federal Regulations, Título 29, 1910.106.

Code of Federal Regulations, Título 33, "Navigation and Navigable Waterways," Partes 154-156.

Code of Federal Regulations, Título 40, "Technical Standards and Requirements for Owners and Operators of Underground Storage Tanks," Parte 280.

Code of Federal Regulations, Título 46, "Shipping," Partes 30, 32, 35 y 39.

Code of Federal Regulations, Título 49, "Hazardous Materials Transportation," Partes 100-199.

National Institute for Occupational Safety and Health (NIOSH), *Criteria for Recommended Standard for Working in Confined Spaces*, 1979.

NIOSH 87-113, *A Guide to Safety in Confined Spaces*, 1987.

Occupational Health & Safety Administration (OSHA) 2226, *Excavation & Trenching Operations*, 1990.

G-1.2.11 Publicaciones Adicionales.

EPA Protocols for Generating Unit-Specific Emission Estimates for Equipment Leaks of VOC and HAP, 1987 (Documento No, 87-222-124-10-02).

EPA/Radian Study, 1979.

Enmienda Interina Tentativa

NFPA 30**Código de Líquidos Inflamables y Combustibles**

Edición 1996

Referencia: 4-8.2
TIA 96-2 (NFPA 30)

Siguiendo con la Sección 5 de las Reglamentaciones NFPA que Regulan los Proyectos de los Comités, la National Fire Protection Association ha publicado la siguiente Enmienda Interina Tentativa correspondiente a la norma NFPA 30, *Código de Líquidos Inflamables y Combustibles*, Edición 1996. La Enmienda Interina Tentativa fue procesada por el Comité sobre Líquidos Inflamables y Combustibles, y fue publicada por el Consejo sobre Normas el 22 de Julio de 1997, y su fecha de vigencia es el 11 de Agosto de 1997.

Una Enmienda Interina Tentativa es tentativa porque no ha sido procesada empleando la totalidad de los procedimientos para la confección de normas. Es interina porque sólo está vigente entre las diferentes ediciones de la norma. Una Enmienda Interina Tentativa automáticamente se convierte en una propuesta del proponente para la siguiente edición de la norma; como tal, posteriormente es sometida a todos los procedimientos del proceso de confección de normas.

1. Agregar la siguiente oración al final de 4-8.2 (antes de las excepciones):

“Todos los sistemas de rociadores automáticos y de protección contra incendio mediante espuma y agua deberán ser sistemas de tubería húmeda, inundación o acción previa. Si se utilizan sistemas de acción previa, estos deberán estar diseñados de modo que el rociador inmediatamente descargue agua al activarse el rociador.”

Copyright © 1997 Todos los derechos reservados
NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION

Enmienda Interina Tentativa

NFPA 30**Código de Líquidos Inflamables y Combustibles**

Edición 1996

Referencia: 4-8.2 (Nuevo)
TIA 96-1 (NFPA 30)

Siguiendo con la Sección 4 de las Reglamentaciones NFPA que Regulan los Proyectos de los Comités, la National Fire Protection Association ha publicado la siguiente Enmienda Interina Tentativa correspondiente a la norma NFPA 30, *Código de Líquidos Inflamables y Combustibles*, Edición 1996.

La Enmienda Interina Tentativa fue procesada por el Comité sobre Líquidos Inflamables y Combustibles, y fue publicada por el Consejo sobre Normas el 17 de Julio de 1996, y su fecha de vigencia es el 9 de Agosto de 1996.

Una Enmienda Interina Tentativa es tentativa porque no ha sido procesada empleando la totalidad de los procedimientos para la confección de normas. Es interina porque sólo está vigente entre las diferentes ediciones de la norma. Una Enmienda Interina Tentativa automáticamente se convierte en una propuesta del proponente para la siguiente edición de la norma; como tal, posteriormente es sometida a todos los procedimientos del proceso de confección de normas.

1. *Agregar un nuevo 4-8.2 con el siguiente texto:*

4-8.2 Definiciones.

4-8.2.1* Líquido viscoso. Para los propósitos de las Tablas 4-8.2(a), (b) y (c), líquido cuya viscosidad es tal que no fluye fácilmente al ser liberado de un recipiente y cuya viscosidad no se reduce al ser sometido al calor de un incendio que lo expone.

2. *Agregar un nuevo apéndice A-4-8.2.1 con el siguiente texto:*

A-4-8.2.1 Los líquidos descritos por esta definición incluyen productos tales como resinas, adhesivos y coberturas espesas. Algunos de estos productos son mezclas que contienen un pequeño porcentaje de líquidos volátiles inflamables o combustibles y que en balance resultan incombustibles. Otros son mezclas que contienen cantidades menores de líquidos volátiles inflamables y que en balance resultan líquidos combustibles de elevado punto de inflamación. Aunque estos líquidos pueden exhibir un bajo punto de inflamación, la tasa de evaporación (volatilidad) de estos materiales es también baja y no producen grandes cantidades de vapores que se pueden encender. Además, los derrames suelen ser localizados y fácilmente controlables.

Copyright © 1997 Todos los derechos reservados
NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION

Enmienda Interina Tentativa

NFPA 30

Código de Líquidos Inflamables y Combustibles

Edición 1996

Referencia: 2-3.6.7
TIA 96-3 (NFPA 30)

Siguiendo con la Sección 5 de las Reglamentaciones NFPA que Regulan los Proyectos de los Comités, la National Fire Protection Association ha publicado la siguiente Enmienda Interina Tentativa correspondiente a la norma NFPA 30, *Código de Líquidos Inflamables y Combustibles*, Edición 1996. La Enmienda Interina Tentativa fue procesada por el Comité sobre Líquidos Inflamables y Combustibles, y fue publicada por el Consejo sobre Normas el 14 de Enero de 1999, y su fecha de vigencia es el 3 de Febrero de 1999.

Una Enmienda Interina Tentativa es tentativa porque no ha sido procesada empleando la totalidad de los procedimientos para la confección de normas. Es interina porque sólo está vigente entre las diferentes ediciones de la norma. Una Enmienda Interina Tentativa automáticamente se convierte en una propuesta del proponente para la siguiente edición de la norma; como tal, posteriormente es sometida a todos los procedimientos del proceso de confección de normas.

1. *Revisar la primera oración de 2-3.6.7 agregando una referencia a 2-3.6.5 para que se lea como sigue:*

2-3.6.7 Para tanques conteniendo líquidos estables, la tasa de flujo de aire requerida en 2-3.6.4, 2-3.6.5 o 2-3.6.6 puede multiplicarse por el factor correspondiente del siguiente listado, siempre que se provea protección según lo indicado. (El resto de 2-3.6.7 queda sin cambios.)

Copyright © 1999 Todos los derechos reservados
NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION

(Esta página ha sido dejada en blanco intencionalmente)

NOTAS

Todas las preguntas o u otras comunicaciones relativas a este documento y todos los requerimientos de información sobre los procedimientos de la NFPA que rigen el proceso de desarrollo de sus códigos y normas, incluyendo información sobre los procedimientos para requerir Interpretaciones Formales, para proponer Enmiendas Interinas Tentativas, y para proponer revisiones a documentos NFPA durante los ciclos regulares de revisión, deben ser enviados a las oficinas principales de la NFPA, dirigiéndose a: Secretary, Standards Council, National Fire Protection Association, 1 Batterymarch Park, P.O. Box 9101, Quincy, MA 02269-9101.

Los usuarios de este documento deben saber que este documento puede ser enmendado con el transcurso del tiempo mediante la publicación de Enmiendas Interinas Tentativas, y que un documento oficial de la NFPA en cualquier momento, consiste de la edición actual del documento junto con cualquier Enmienda Interina Tentativa en efecto en aquel momento. Para determinar si un documento es la edición actual o fue enmendado mediante la publicación de Enmiendas Interinas Tentativas, consulte alguna publicación apropiada de la NFPA, como el Servicio de Suscripción *National Fire Codes*[®], visite el website de la NFPA en www.nfpa.org o contacte a la NFPA en la dirección antes mencionada.

Un informe, oral o escrito, que no sea procesado de acuerdo con la sección 5 del Reglamento de Proyectos del Comité Regulador, no debe ser considerado como la posición oficial de la NFPA o cualquiera de sus Comités, tampoco debe considerarse, ni debe tenerse en cuenta como una Interpretación Seria.

La NFPA no toma ninguna posición respecto a la validez de ningún derecho de patente en conexión con cualquier ítem que sea mencionado en este documento o sea materia de este documento, y la NFPA desconoce cualquier responsabilidad por infringir cualquier patente como resultado del uso de o en referencia con este documento. Los usuarios de este documento están expresamente advertidos que la determinación de la validez de cualquier de dichos derechos de patente, es su entera responsabilidad.

Los usuarios de este documento deben consultar las leyes y regulaciones federales, estatales y locales aplicables. La NFPA no intenta, por publicación de este documento, urgir una acción que no esté de acuerdo con las leyes aplicables y este documento puede no ser interpretado para lograrlo.

Estipulación de las Licencias

Este Documento es propiedad de la Asociación Nacional de Protección contra Incendios (NFPA). Al ofrecer este documento para su uso y adopción por autoridades públicas y otros, la NFPA no renuncia a ningún derecho sobre este documento.

1. Adopción por Referencia. - Las autoridades públicas y otras autoridades están obligadas a hacer referencia de este documento en las leyes, estatutos, disposiciones, decretos administrativos o instrumentos similares. Cualquier eliminación, adición y cambio deseado por la autoridad de adopción, deben ser anotados separadamente. A quienes utilizan este método se les solicita notificar a la NFPA (Atención: Secretaría, Consejo de Normas), por escrito, acerca de tal uso. El término "adopción por referencia" significa la mención de título e información de la publicación solamente.

2. Adopción por Transcripción -A. Las autoridades públicas con poderes legislativos o reguladores solamente, al notificar por escrito a la NFPA (Atención: Secretaría, Consejo de Normas), recibirán una licencia libre de derechos de autor para imprimir y reeditar este documento en su totalidad o en parte, con cambios o adiciones, en cuyo caso estarán anotadas separadamente en leyes, estatutos, disposiciones, decretos administrativos o instrumentos similares que tengan poder legal, siempre que: (1) la debida notificación de los derechos de la NFPA esté contenida en cada ley y en cada copia de ésta; y, (2) que el tiraje y publicación sea limitado al número de ejemplares suficientes para satisfacer el proceso legislativo o regulador de la jurisdicción. **B.** Una vez que el presente Código o Norma fue adoptado en la ley, a todas las impresiones de este documento realizadas por la autoridad pública con poder de legislar o cualquier persona que desee reproducir este documento o sus contenidos, adoptados por la jurisdicción en su totalidad o en parte, en cualquier forma, a la solicitud escrita a la NFPA (atención: Secretaría, Consejo de Normas), les será concedida una licencia sin exclusividad para la impresión, reimpresión y venta de este documento completo o una parte de él, los cambios y adiciones en cuyo caso se anotarán separadamente, siempre que la debida notificación de los derechos de la NFPA esté contenida en cada copia. Esta licencia debe ser otorgada solamente sobre un convenio para lograr regalías a la NFPA. Esta regalías se requieren con el fin de proveer fondos para la investigación y desarrollo necesarios para continuar el trabajo de la NFPA y sus voluntarios que continuamente actualizan y revisan las normas de la NFPA. Bajo ciertas circunstancias, las autoridades públicas con poderes legislativos y regulativos pueden recibir una regalía especial cuando el interés público se beneficie con esto.

(Para mayores explicaciones, ver Póliza Concerniente la Adopción, Impresión y Publicación de los documentos de la NFPA que está disponible a solicitud en la NFPA.)

Membresía a la National Fire Protection Association

Cuando Ud. se une a NFPA, Ud. se une a más de 68.000 profesionales en Protección Contra Incendios de todo el mundo que luchan contra la pérdida de vidas y bienes ocasionada por los incendios.

Hay numerosos beneficios para los miembros, que incluyen: derechos completos de voto en el proceso de desarrollo de los códigos en las reuniones Anuales y de Otoño; suscripción gratuita al *NFPA Journal*, al *NFPA Journal Buyer's Guide* y a los Boletines de noticias *NFPA News* y *NFPA Update*; un 10 % de descuento en todos los productos y servicios de NFPA, incluso en videos, en seminarios, en aranceles por registro en reuniones, y mucho más !

Para ser Miembro de NFPA, llame a NFPA al 1-800-344-3555.

Otros Recursos NFPA para la Protección Contra Incendios

Servicio de Suscripción a los Códigos Nacionales de Incendio de NFPA (National Fire Codes®) en CD-ROM !

Este completo servicio le envía cada uno de los Códigos y normas NFPA directamente a Ud. en CD-ROM - más de 290 Códigos esenciales en total ! Más, su suscripción por un año incluye las actualizaciones periódicas y la información adicional relativa a cada código que lo mantiene al tanto de los desarrollos vitales al momento en que ocurren !

Sobre el término de un año, este conveniente servicio de alta tecnología envía: dos *CD-ROM's*; los *Informes sobre Propuestas* y los *Informes sobre los Comentarios*, las *Enmiendas Tentativas Interinas* y las *Interpretaciones Formales*, y mucho más. Ordene hoy el suyo.

Juego de Códigos y Manual de Líquidos Inflamables y Combustibles

El nuevo *Juego* 1996 de *Códigos* y el *Manual de Líquidos Inflamables y Combustibles*, lo provee con los nuevos hallazgos que usted necesita para evitar accidentes y salvar vidas

El juego incluye las ediciones 1996 de la Norma NFPA 30, *Código de Líquidos Inflamables y Combustibles* y la Norma NFPA 30 A, *Código de Estaciones de Servicio Automotrices y Marítimas*.

- Información sobre el cierre temporario y permanente de tanques enterrados.
- Nuevos criterios de diseño obligatorios para la protección contra incendios.
- La clasificación de los líquidos inflamables y combustibles.
- Y mucho mas !

Para pedidos o para recibir más información de otros productos o Seminarios NFPA, llame gratis al: 1-800-344-3555 !

PLANO 1

SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE COMBUSTIBLE E/S

LA LUZ

