

No. de Documento:
NRF-036-PEMEX-2003



Revisión: 0

17 de mayo de 2003
PÁGINA 1 DE 92

COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS
Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

SUBCOMITÉ TÉCNICO DE NORMALIZACIÓN DE PEMEX-
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS Y SELECCIÓN DE EQUIPO ELÉCTRICO



COMITÉ DE NORMALIZACIÓN
DE PETRÓLEOS MEXICANOS
Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

CLASIFICACIÓN DE ÁREAS
PELIGROSAS Y SELECCIÓN DE
EQUIPO ELÉCTRICO

No. de Documento
NRF-036-PEMEX-2003
Revisión: 0
PÁGINA 2 DE 92

HOJA DE APROBACIÓN

ELABORA

ING. MANUEL PACHECO PACHECO
COORDINADOR DEL GRUPO DE TRABAJO


PROPONE:

ING. LUIS RAMÍREZ CORZO
PRESIDENTE DEL SUBCOMITÉ TÉCNICO DE NORMALIZACIÓN
DE PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

APRUEBA:


ING. RAFAEL FERNÁNDEZ DE LA GARZA
PRESIDENTE DEL COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE
PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

México, D. F., a 17 de mayo de 2003.

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS Y SELECCIÓN DE EQUIPO ELÉCTRICO</p>	<p>No. de Documento NRF-036-PEMEX-2003 Revisión: 0 PÁGINA 3 DE 92</p>
--	---	--

CONTENIDO

CAPITULO	PÁGINA
0. Introducción	4
1. Objetivo	4
2. Alcance	4
3. Campo de Aplicación	5
4. Actualización	5
5. Referencias	5
6. Definiciones	6
6.1 Clasificación de Áreas Peligrosas.....	6
6.2 Clasificación de Gases y Vapores, por su Grado de Peligrosidad.....	10
7. Símbolos Y Abreviaturas	16
8. Clasificación de Áreas Peligrosas para la Selección de Equipo Eléctrico	17
8.1 Extensión de las áreas peligrosas.....	17
8.2 Selección de Equipo e Instalaciones Eléctricas.....	27
8.3 Extensión de las áreas peligrosas en instalaciones costa afuera, (Perforación, Producción y Compresión).....	38
9. Responsabilidades	41
10. Concordancia con Normas Mexicanas e Internacionales	41
11. Bibliografía	42
12. Figuras (1-60)	43
13. Anexos	90

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS Y SELECCIÓN DE EQUIPO ELÉCTRICO</p>	<p>No. de Documento NRF-036-PEMEX-2003 Revisión: 0 PÁGINA 4 DE 92</p>
--	---	--

0. INTRODUCCIÓN.

Petróleos Mexicanos, por los productos que maneja y las operaciones que realiza, es una entidad de alto riesgo. Dentro de las principales actividades que se llevan a cabo en Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, se encuentra el diseño, construcción, operación y mantenimiento de instalaciones para la extracción, recolección, separación, transformación, refinación, almacenamiento, medición y transporte de hidrocarburos, así como la adquisición de materiales y equipos requeridos para cumplir con seguridad, eficiencia y eficacia los objetivos de la Empresa. En vista de la importancia de estas actividades, es necesaria la participación de las diversas disciplinas de la Ingeniería, a fin de estandarizar criterios, metodología, procesos y especificaciones.

El desarrollo de esta Norma de Referencia tiene como finalidad garantizar la calidad de los materiales, equipos e instalaciones, a fin de éstas operen de manera eficiente y segura, tomando en cuenta la preservación de las vidas humanas, las instalaciones y el medio ambiente.

En la elaboración de esta norma han participado los siguientes organismos de Petróleos Mexicanos, instituciones y compañías fabricantes de equipo eléctrico.


- Pemex Exploración y Producción (PEP).
- Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB).
- Pemex Refinación (PREF).
- Pemex Petroquímica (PP).
- Petróleos Mexicanos.
- Instituto Mexicano del Petróleo (IMP).
- Colegio de Ingenieros Petroleros de México (CIPM).
- Conectek S. A. de C. V.
- Condumex S. A. de C. V.
- Holophane S. A. de C. V.
- Hubbell de México, S. A. de C. V.

1. OBJETIVO.

Contar con un documento normativo que defina los requisitos para el diseño, construcción y selección de materiales de instalaciones eléctricas en Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.

2. ALCANCE.

Establecer los requisitos para clasificar las áreas peligrosas debido a la presencia de concentraciones de gases o vapores explosivos o combustibles, para definir los espacios en donde estas concentraciones tienen posibilidades de explotar o inflamarse, a fin de seleccionar adecuadamente la instalación y el equipo eléctrico y electrónico de PEMEX y Organismos Subsidiarios, así como dar soporte a la

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS Y SELECCIÓN DE EQUIPO ELÉCTRICO</p>	<p>No. de Documento NRF-036-PEMEX-2003</p> <p>Revisión: 0</p> <p>PÁGINA 5 DE 92</p>
--	---	--

identificación de riesgos para designar instrucciones de seguridad durante la planeación de los trabajos de mantenimiento en las áreas peligrosas que se utilizan en sus instalaciones para extraer, procesar, transportar y almacenar sus productos.

3. CAMPO DE APLICACIÓN.

“Esta Norma de Referencia es de aplicación general y de observancia obligatoria en la adquisición, ó arrendamiento o contratación de los bienes y servicios de ingeniería objeto de la misma, que lleven a cabo los centros de trabajo de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios. Por lo tanto, debe ser incluida en los procedimientos de contratación: Licitación Pública, Invitación a cuando menos Tres Personas, o Adjudicación Directa, como parte de los requisitos que deben cumplir el proveedor, contratista o licitante”.

4. ACTUALIZACIÓN.

Las sugerencias para la revisión y actualización de esta norma, deben enviarse al Secretario del Subcomité Técnico de Normalización de Pemex Exploración y Producción, quien deberá programar y realizar la actualización de acuerdo a la procedencia de las mismas, y en su caso, a través del Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, procederá a inscribirla en el programa anual de Normalización de Petróleos Mexicanos.

Esta norma se debe revisar y actualizar, al menos cada 5 años o antes, si las sugerencias y recomendaciones de cambio lo ameritan.

Las propuestas y sugerencias deben dirigirse por escrito a:

Pemex Exploración y Producción.

Subcomité Técnico de Normalización.

Bahía de Ballenas # 5, 9° piso.

Colonia Verónica Anzures, México, D. F.

CP 11300

Teléfono directo: 55-45-20-35

Conmutador: 57-22-25-00, ext. 3-80-80


Fax: 3-26-54

E- mail: mpacheco@pep.pemex.com

5. REFERENCIAS.

5.1 NOM-001 SEDE 1999. Aclaración en el 2000 “Instalaciones Eléctricas (Utilización)”

5.2 NOM-008-SCFI-1993. Sistema General de Unidades de Medida.

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS Y SELECCIÓN DE EQUIPO ELÉCTRICO</p>	<p>No. de Documento NRF-036-PEMEX-2003 Revisión: 0 PÁGINA 6 DE 92</p>
--	---	--

5.3 NMX-B-208-SCFI-1984. Tubos de Acero para la Protección de Conductores Eléctricos (Tubo Conduit), Tipo Pesado.

5.4 IEC – 79-10-1995. Electrical apparatus for explosive gas atmospheres. (Aparatos eléctricos para atmósferas de gases explosivos).

6. DEFINICIONES.

6.1 Clasificación de Áreas peligrosas.

6.1.1 Áreas peligrosas se consideran, aquéllas donde el peligro de fuego o explosión pueda existir, debido a la presencia de gases o vapores inflamables, líquidos inflamables o fibras o pelusas volátiles inflamables.

6.1.2 Área cerrada (espacio, edificio o cuarto). Espacio tridimensional cerrado en más de 2/3 partes de la superficie del área del plano proyectado, de tamaño suficiente para el acceso de personal autorizado.

6.1.3 Aparatos asociados. Son dispositivos en los cuales sus circuitos, no son necesariamente intrínsecamente seguros, pero afectan la energía en los circuitos intrínsecamente seguros y de los que se depende para mantener la seguridad intrínseca. Los dispositivos Asociados pueden ser:

- a) Aparatos Eléctricos. Que cuentan con un tipo de protección alterna para uso apropiado en áreas peligrosas clasificadas.
- b) Aparatos Eléctricos sin protección alterna, los cuales no deben usarse en áreas peligrosas clasificadas.

Los aparatos asociados tienen identificadas conexiones intrínsecamente seguras para aparatos intrínsecamente seguros y también pueden tener conexiones para aparatos no intrínsecamente seguros

Una barrera de seguridad intrínseca es un aparato asociado, la cual es una red diseñada para limitar la energía disponible para circuito protegido en áreas peligrosas clasificadas, bajo condiciones especificadas de falla.


6.1.4 Barrera de seguridad intrínseca. Es un dispositivo limitador de corriente y voltaje, sin afectar el flujo normal de las señales eléctricas y por su diseño son dispositivos pasivos.

6.1.5 Clase. Conjunto de productos con características específicas.

6.1.6 Cable de fibra óptica. Es aquel que transmite la luz a través de una fibra óptica.

Los cables de fibra óptica pueden agruparse en tres tipos.

- a) Dieléctricos son los cables que no contienen elementos metálicos y ningún otro material eléctrico conductor.
- b) Conductivos son los cables que contienen elementos conductores no portadores de corriente eléctrica, tales como refuerzos metálicos o barreras metálicas contra vapores.
- c) Compuestos son los cables que contienen fibras ópticas y conductores eléctricos portadores de corriente, adicionalmente pueden tener elementos conductores no portadores de corriente eléctrica, tales como refuerzos metálicos o barreras metálicas contra vapores, los cables ópticos compuestos deben clasificarse como cables eléctricos de acuerdo con el tipo de conductores eléctricos que contengan.

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS Y SELECCIÓN DE EQUIPO ELÉCTRICO</p>	<p>No. de Documento NRF-036-PEMEX-2003 Revisión: 0 PÁGINA 7 DE 92</p>
--	---	--

6.1.7 Densidad de vapores o gases. Es el peso de un volumen de vapor o gas puro, comparado con el peso de igual volumen de aire seco, a la misma presión y temperatura.

6.1.8 Equipo intrínsecamente seguro. Es el que en condiciones normales o anormales de operación, para las que ha sido aprobado, no libera energía eléctrica o térmica suficiente para inflamar cualquier mezcla adyacente. (circuitos de corriente y voltajes bajos para control e instrumentación).

En el sistema de clasificación por Zonas, la designación para los tipos de protección de equipos intrínsecamente seguros es la siguiente:

“ia”- Son aparatos y sistemas eléctricos que contienen circuitos de seguridad intrínseca los cuales son incapaces de causar inflamación, con el apropiado factor de seguridad, de mantener la protección en caso de una falla o con dos fallas simultáneas.

Este equipo se permite usar en áreas Clase 1, Zona 0, aprobado y marcado como adecuado para dicha área.

“ib”- Son aparatos y sistemas eléctricos que contienen circuitos de seguridad intrínseca los cuales son incapaces de causar inflamación, con el apropiado factor de seguridad, cuando se presentan una falla.

Este equipo se permite usar en áreas Clase 1, Zona 1, aprobado y marcado como adecuado para dicha área.

6.1.9 Equipo a prueba de explosión. Es el equipo eléctrico capaz de soportar una explosión en su interior, sin permitir que genere la temperatura suficiente, arco o chispa que propicie la combustión de la atmósfera inflamable que lo rodee.

En el sistema de clasificación por zonas, la designación para los tipos de protección de equipos a prueba de explosión es la siguiente:

“d” Este equipo se permite usar en áreas Clase 1, Zona 1 o Zona 2.

6.1.10 Equipo de seguridad aumentada. Es un equipo que bajo condiciones normales de operación no provoca, ni genera arcos, chispas o calentamientos excesivos.

En el sistema de clasificación por zonas, la designación para los tipos de protección de equipos de seguridad aumentada es la siguiente:

“e” Este equipo se permite usar en áreas Clase 1, Zona 1 o Zona 2.

6.1.11 Equipo sumergido en aceite. Es el que mantiene sus partes energizadas que puedan producir arcos o chispas en operación normal o anormal, sumergidas en aceite, para evitar que inflamen cualquier mezcla adyacente.


En el sistema de clasificación por zonas, la designación para los tipos de protección de equipos sumergidos en aceite es la siguiente:

“o” Este equipo se permite usar en áreas Clase 1, Zona 1, o Zona 2.

6.1.12 Equipo con presión positiva. Es el que en su interior contiene aire limpio o gas inerte a mayor presión que la ambiental y no permite la entrada de mezclas explosivas o inflamables.

En el sistema de clasificación por zonas, la designación para los tipos de protección de equipos con presión positiva es la siguiente:

“p” Este equipo se permite usar en áreas Clase 1, Zona 1, o Zona 2.

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS Y SELECCIÓN DE EQUIPO ELÉCTRICO</p>	<p>No. de Documento NRF-036-PEMEX-2003 Revisión: 0 PÁGINA 8 DE 92</p>
--	---	--

6.1.13 Equipo encapsulado. Es el que mantiene sus partes energizadas, que pueden producir arcos o chispas en operación normal o anormal, encapsulados herméticamente en un medio dieléctrico sólido o gaseoso, para evitar que inflamen cualquier mezcla adyacente.

En el sistema de clasificación por zonas, la designación para los tipos de protección de equipos encapsulados es la siguiente:

“m” “q” Este equipo se permite usar en áreas Zona 1, o Zona 2.

6.1.14 Fuente de peligro. Es la parte o partes de un equipo o de sus instalaciones, por donde escapen sustancias explosivas o inflamables al medio ambiente durante su operación o mantenimiento.

6.1.15 Inflamable. Capaz de encenderse fácilmente, incendiar intensamente o flama que se propaga rápidamente.

6.1.16 Líquido volátil inflamable. Son los líquidos que tienen un punto de inflamación inferior a 311 K (37.8 ° C), Siempre que tenga una presión de vapor que no exceda de 275 KPa. 2.81 Kg/cm² (40lbs/pulg²) a 310 K (37.8 o C).

6.1.17 Mezcla explosiva o inflamable. Es la mezcla de aire y vapores o gases explosivos, o de aire y polvos combustibles en tales proporciones que, en contacto con una fuente calorífica, ocasiona una explosión o fuego.

6.1.18 Sistemas intrínsecamente seguros. Es un ensamble de equipos intrínsecamente seguros interconectados, equipos asociados e interconexiones de cables, en el cual estas partes del sistema que pueden usarse en áreas peligrosas clasificadas, son circuitos intrínsecamente seguros.

6.1.19 Temperatura de ignición. Es la más baja temperatura que aplicada a una mezcla explosiva, puede producir el encendido de dicha mezcla, ocasionando una explosión o fuego continuo.

6.1.20 Temperatura de evaporación. Es la temperatura mínima en la que un líquido explosivo genera suficiente vapor para formar una mezcla inflamable con el aire que entra en contacto.

6.1.21 Ventilación adecuada. Ventilación (natural o artificial) que es suficiente para prevenir la acumulación en cantidades significativas de vapor-aire o mezcla gas-aire en concentraciones mayores del 25% de su límite (explosivo) inferior de inflamabilidad.

6.1.22 Ventilación inadecuada. Ventilación que es menor que la adecuada, en espacios que no tienen una ventilación natural o un sistema mecánico de ventilación, que provea una ventilación adecuada, definida en el inciso 6.1.21.


6.1.23 Áreas Clase I. Son áreas en las cuales están o pueden estar presentes en el aire, gases o vapores inflamables en cantidades suficientes para producir mezclas explosivas o inflamables.

6.1.24 Áreas Clase II. Son áreas que son peligrosas debido a la presencia de polvos combustibles.

6.1.25 Áreas Clase III. Son áreas que son peligrosas por la presencia de fibras o partículas volátiles fácilmente inflamables, pero en las cuales es poco probable que dichas fibras o partículas estén suspendidas en el aire en cantidades suficientes para producir mezclas inflamables.

6.1.26 División de la Clase I. Dentro de las áreas Clase 1 se reconocen dos divisiones.

6.1.27 Área Clase I División 1. Es el área en la cual:

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS Y SELECCIÓN DE EQUIPO ELÉCTRICO</p>	<p>No. de Documento NRF-036-PEMEX-2003 Revisión: 0 PÁGINA 9 DE 92</p>
--	---	--

- a) Pueden existir continuamente bajo condiciones normales de operación, concentraciones de gases o vapores explosivos o inflamables.
- b) Existen intermitentemente o periódicamente concentraciones peligrosas de gases o vapores inflamables, en condiciones normales de operación.
- d) Pueden existir frecuentemente concentraciones de gases o vapores explosivos o inflamables debidos a trabajos de reparación o mantenimiento, o por causa de fugas.
- e) Una interrupción o una falla en la operación de los equipos o del proceso que pueda provocar la formación de concentraciones peligrosas de gases o vapores inflamables y simultáneamente provocar también la falla del equipo eléctrico.

6.1.28 Área Clase I División 2. Son lugares en donde se manejan, procesan o usan líquidos volátiles, gases o vapores inflamables, que están normalmente confinados en recipientes o sistemas cerrados, pero de los cuales puedan escapar en caso de ruptura o avería accidental de los recipientes o sistemas, o en caso del funcionamiento anormal de los equipos por medio de los cuales se manejan dichos líquidos, gases o vapores.

Una adecuada ventilación de presión positiva impide normalmente la concentración de gases o vapores inflamables, pero que pueden convertirse en peligrosos por falla o funcionamiento anormal del equipo de ventilación.

Están contiguos a los de Clase I, División 1, a los cuales puedan llegar ocasionalmente concentraciones de gases o vapores inflamables, a menos que pueda evitarse tal comunicación por medio de un adecuado sistema de ventilación de presión positiva de una fuente de aire limpio y se provean dispositivos seguros para evitar las fallas del sistema de ventilación.

6.1.29 Zonas de la Clase I.


Área Clase 1., Zonas 0, 1 y 2

6.1.30 Área Clase I, Zona 0. Es un lugar en donde:

- a) Están presentes continuamente concentraciones inflamables de gases o vapores inflamables.
- b) Las concentraciones inflamables de gases o vapores inflamables están presentes por largos periodos de tiempo.

6.1.31 Área Clase I, Zona 1. Es un lugar en el cual:

- a) Las concentraciones inflamables de gases o vapores inflamables se encuentran probablemente bajo condiciones normales de operación.
- b) Las concentraciones de gases o vapores inflamables pueden existir frecuentemente debido a trabajos de reparación o mantenimiento, o por causa de fugas.
- c) Una interrupción o una falla en la operación de los equipos o del proceso que puedan provocar la formación de concentraciones peligrosas de gases o vapores inflamables y simultáneamente provocar también la falla del equipo eléctrico de tal modo que cause que el equipo eléctrico se convierta en una fuente de incendio.
- d) Sea una área adyacente a una área Clase 1, Zona 0 desde la cual concentraciones inflamables de vapores puedan ser comunicadas, a menos que la comunicación sea prevista de una adecuada ventilación de presión positiva de una fuente de aire limpio, y sean previstas de dispositivos seguros para evitar las fallas del sistema de ventilación.

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS Y SELECCIÓN DE EQUIPO ELÉCTRICO</p>	<p>No. de Documento NRF-036-PEMEX-2003 Revisión: 0 PÁGINA 10 DE 92</p>
--	---	---

6.1.32 Área Clase I, Zona 2. Es un lugar en el cual:

- a) Las concentraciones inflamables de gases o vapores inflamables no ocurren en operación normal y si ocurren existen únicamente por cortos periodos de tiempo.
- b) Los líquidos volátiles inflamables, gases o vapores inflamables son manejados, procesados o usados, pero en los cuales, los líquidos, gases o vapores son normalmente confinados dentro de contenedores o sistemas cerrados, pero de los cuales puedan escapar en caso de ruptura o avería accidental de los contenedores o del sistema, o en caso de una operación anormal del equipo en el cual son manejados los líquidos o gases.
- c) Las concentraciones inflamables de gases o vapores inflamables normalmente son prevenidos por ventilación mecánica positiva, pero la cual puede volverse peligrosa por falla o funcionamiento anormal del equipo de ventilación.
- d) Sea adyacente a una área Clase 1, Zona 1 desde la cual, concentraciones inflamables de gases o vapores inflamables puedan ser comunicadas, a menos que la comunicación sea prevista de una adecuada ventilación de presión positiva de una fuente de aire limpio, y sean previstas de dispositivos seguros para evitar las fallas del sistema de ventilación.

6.1.33 Áreas no peligrosas. En las instalaciones de Petróleos Mexicanos, existen áreas en que la liberación de sustancias inflamables ocurre tan raramente en algunas operaciones, que no justifica considerarlas como áreas peligrosas y son las siguientes:

6.1.34 Áreas libremente ventiladas en las que se tengan las sustancias inflamables dentro de sistemas cerrados de tubería, y que estén formados únicamente por los tubos, conexiones, bridas, medidores y válvulas pequeñas, siempre y cuando se proporcione un mantenimiento adecuado. En áreas en donde pueda tenerse un mantenimiento deficiente debe considerarse a las conexiones, bridas, medidores y válvulas pequeñas como fuentes de peligro.

6.1.35 Áreas con ventilación restringida, en las que los sistemas de tubería para las sustancias inflamables que no contengan válvulas, conexiones, bridas ni otros accesorios.

6.1.36 Áreas de almacenamiento de gases licuados o comprimidos, o líquidos inflamables en recipientes sellados, o adecuados a lo establecido por el DOT, siempre que tales recipientes no estén expuestos a otras condiciones peligrosas.

6.1.37 Áreas donde existen permanentemente fuentes de ignición, tales como calentadores de fuego directo o quemadores, entre otros, se debe evitar la instalación de equipo eléctrico en las áreas adyacentes.


6.1.38 Área libremente ventilada. Se considera a cualquier edificio, cuarto o espacio a la intemperie, que no presente obstrucciones a la circulación natural del aire a través de él, vertical u horizontalmente, estas áreas pueden estar techadas, cerradas en uno de sus lados, o tener paredes parciales que no lleguen al piso.

6.2 CLASIFICACIÓN DE GASES Y VAPORES, POR SU GRADO DE PELIGROSIDAD.

6.2.1 Generalidades. Para la selección de equipo eléctrico, se debe tomar en cuenta la contaminación del aire que le rodea, cuando se formen o se puedan formar mezclas atmosféricas con gases, vapores o polvos, cuya peligrosidad depende específicamente de cada uno de los contaminantes.

6.2.2 Condiciones de incendio o explosión.

6.2.2.1 Para que pueda ocurrir un incendio o explosión debido al equipo eléctrico, se deben de satisfacer las tres condiciones siguientes:

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS Y SELECCIÓN DE EQUIPO ELÉCTRICO</p>	<p>No. de Documento NRF-036-PEMEX-2003 Revisión: 0 PÁGINA 11 DE 92</p>
--	---	---

- a) Debe estar presente un gas o vapor inflamable o explosivo.
- b) Debe estar mezclado con aire en proporciones que produzcan una mezcla inflamable
- c) Y además exista una concentración suficiente de esa mezcla que provea una atmósfera inflamable alrededor de la instalación eléctrica, cuyo equipo produzca chispas al operar o por altas temperaturas de operación.

6.2.2.2 Para evitar que el equipo o instalaciones eléctricas constituyan posibles fuentes de ignición de mezclas explosivas, las partes que produzcan chispas, arcos o altas temperaturas, no deben tener contacto con éstas, instalándolas fuera de las áreas peligrosas, cuando el proceso lo permita.

6.2.3 Factores de grado de peligrosidad. El grado de peligrosidad de las mezclas explosivas depende de la concentración de gases o vapores inflamables o explosivos; así como de su densidad en relación con el aire, su temperatura de ignición y su temperatura de evaporación por lo que es necesario tomar en cuenta la naturaleza de sustancias inflamables, al diseñar las instalaciones eléctricas y seleccionar el equipo.

6.2.4 Grupos de atmósferas peligrosas. Para propósitos de prueba, aprobación y clasificación de áreas, se han agrupado varias mezclas (no enriquecidas con oxígeno), en base a sus características, con las siguientes designaciones.

6.2.4.1 Atmósferas grupos A, B, C y D que corresponden a lugares Clase I.

6.2.4.2 Atmósferas grupos E y G que corresponden a lugares Clase II.

6.2.4.3 Grupo A: Atmósferas que contienen acetileno.

6.2.4.4 Grupo B: Atmósferas tales como butadieno*, óxido de propileno**, o hidrógeno (o gases o vapores equivalentes en peligrosidad al hidrógeno).

* Los dispositivos eléctricos del grupo D, se pueden utilizar en esta atmósfera si tales dispositivos están aislados con sellos en toda la tubería conduit de 13 mm (1/2 pulg) de diámetro o mayor.

** Los dispositivos eléctricos del grupo C, se pueden utilizar en este grupo atmosférico si los dispositivos eléctricos están aislados con sellos en todos los tubos conduit de 13 mm (1/2 pulg) de diámetro o mayores.

6.2.4.5 Grupo C: Atmósferas tales como ciclopropano, éter etílico o gases o vapores de peligrosidad equivalente.


6.2.4.6 Grupo D: Atmósferas tales como acetona, alcohol, amoníaco, benceno, benzol, butano, gasolina, hexáno, petróleo nafta, gas natural, propano, vapores de barniz solvente o gases o vapores de peligrosidad equivalente.

6.2.4.7 Grupos de atmósferas peligrosas en áreas Clase 1 Zonas 0, 1 Y 2.

6.2.4.7.1 Grupo I: Atmósferas que contienen una mezcla de gases predominando el metano, usualmente se encuentran en minas.

6.2.4.7.2 Grupo II. De acuerdo a la naturaleza del gas el Grupo II se subdivide:

- a) Grupo IIC. Atmósferas que contengan acetileno, hidrógeno, o gases o vapores explosivos o inflamables, de peligrosidad equivalente.

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS Y SELECCIÓN DE EQUIPO ELÉCTRICO</p>	<p>No. de Documento NRF-036-PEMEX-2003 Revisión: 0 PÁGINA 12 DE 92</p>
--	---	---

- b) Grupo IIB. Atmósferas que contengan acetaldehído, etileno, o gases o vapores explosivos o inflamables de peligrosidad equivalente.
- c) Grupo IIA. Atmósferas que contengan acetona, amoníaco, alcohol etil, gasolina, metano, propano o gases o vapores inflamables o combustibles de peligrosidad equivalente.

EQUIVALENCIA DE LOS GRUPOS DE ATMOSFERAS PELIGROSAS	
CLASE 1, ZONAS 0, 1 y 2 GRUPO II	CLASE 1, DIVISION 1 Y 2 GRUPO
IIC	Equivalente a Clase I, Grupos A y B
IIB	Equivalente a Clase I, Grupo C
IIA	Equivalente a Clase I, Grupo D

6.2.5 Líquidos, gases y vapores inflamables.

6.2.5.1 Gases más ligeros que el aire. Se considerarán como gases o vapores más ligeros que el aire únicamente aquellos cuya densidad sea menor 1.0 de la densidad del aire, bajo condiciones normales. Los gases o vapores que tengan una densidad mayor de este vapor, deben considerarse como productos más pesados que el aire.

6.2.5.2 Líquidos inflamables. Se consideran líquidos inflamables aquellos que tengan una temperatura de ignición menor de 310 K (37.8° C) bajo una presión absoluta de vapor que no exceda de 275 KPa 2.81 kg/cm² (40 lbs/pulg²) a 310 K (37.8 ° C) los cuales deben ser conocidos como líquidos Clase I.

6.2.5.2.1 Los líquidos Clase I se subdividen como sigue: Clase I A; los que tienen temperatura de ignición menor de 296 K (23 ° C) y temperatura de ebullición menor de 310.8 K (37.8 ° C). Clase I B; los que tienen temperatura de ignición menor de 296 K (23 ° C) y temperatura de ebullición de 310.8 K (37.8 ° C) o mayor.

Clase I C; los que tienen temperatura de ignición de 296 K (23 ° C) o mayor, pero menor de 310.8 K (37.8 ° C)

6.2.5.3 Líquidos combustibles. Se consideran líquidos combustibles aquellos que tengan una temperatura de ignición de 310.8 K (37.8 ° C) o mayor.

6.2.5.3.1 Los líquidos combustibles se subdividen como sigue: Clase II; los que tienen temperatura de ignición de 310.8 K (37.8 ° C) o mayor pero menor de 333 K (60° C).

Clase Tipo III A: líquidos con temperatura de ignición de 333 K (60 ° C) o mayor pero menor de 699 K (93 ° C).

Clase III B, líquidos con temperatura de ignición de 699 K (93 ° C) o mayor.

6.2.5.4 Los materiales y su clasificación de grupos se muestran en las tablas 1, 2 y 3. Los materiales cuya clasificación de grupo esta marcada con un asterisco, fueron asignados a su grupo basados en pruebas. Todos los demás materiales están asignados a un grupo, basados en analogía con materiales probados y por su estructura química.

6.2.5.4.1 La tabla No. 1 proporciona aquellos materiales tales como gases inflamables o vapores de líquidos inflamables, que en general, producen con el aire a temperatura ambiente mezclas explosivas, por lo tanto en áreas que contengan estos materiales requieren normalmente equipo eléctrico especial.



6.2.5.4.2 La tabla No. 2 enlista los vapores de Clase II, líquidos combustibles, que en general no forman mezclas explosivas con el aire a temperatura ambiente, a menos que se calienten arriba de sus puntos de ignición. En áreas que contengan estos materiales se requiere normalmente equipo eléctrico especial sólo para tales circunstancias.

6.2.5.4.3 La tabla No. 3 da una lista de vapores de líquidos combustibles de Clase III A, los cuales no forma mezclas explosivas con el aire a temperatura ambiente, a menos que se calienten arriba de sus puntos de ignición. Además los vapores de tales líquidos se enfrían rápidamente en el aire, por lo que se requiere equipo eléctrico especial solamente en los lugares en los cuales la temperatura del vapor esta arriba de los puntos de ignición del líquido o en los lugares en que los vapores puedan condensarse y formar concentraciones explosivas de vapores fríos.

6.2.5.4.4 La experiencia muestra que los líquidos combustibles del Clase III B son raramente explosivos, por lo que las instalaciones de equipo eléctrico y su mantenimiento son para áreas de usos generales. Estos líquidos del tipo III B no están incluidos en tablas.

6.2.5.5 Líquidos Clase I. Los líquidos Clase I, deben almacenarse en recipientes cerrados, en tanques instalados sobre el piso en el exterior de los edificios, o en tanques subterráneos. Los líquidos Clase I, no deben ser cargados en recipientes individuales, a menos que se encuentren eléctricamente interconectados la boquilla de llenado y el recipiente.

Los líquidos Clase I, no deben trasvasarse donde los vapores inflamables puedan llegar a una fuente de ignición. Debe prohibirse fumar y encender fuego por medio de letreros perfectamente visibles, colocados de modo estratégico en los lugares peligrosos, donde habitualmente existan vapores de líquidos inflamables.

T A B L A No. 1 CLASIFICACIÓN DE GRUPOS Y TEMPERATURA DE AUTOIGNICIÓN (AIT) DE GASES Y VAPORES DE LÍQUIDOS INFLAMABLES CON UN PUNTO DE IGNICIÓN MENOR QUE 311 K (37.8 ° C)

MATERIAL	GRUPO	AIT		
		K	(° C)	° F
Acetaldehído	C*	448.15	175	347
Acetona	D*	738.15	465	869
Acetileno	A*	578.15	305	581
Acroleína (inhibida)	B (C)*	508.15	235	455
Alcohol alílico	C*	651.15	378	713
Amoniaco	D*	771.15	498	928
Benceno	D*	771.15	498	928
1.3 Butadieno	B (D)*	693.15	420	788
Butano	D*	561.15	288	550
1. Butanol	D*	616.15	343	650
2. Butanol	D*	678.15	405	761
Butilamina	D	585.15	312	594
Butileno	D	658.15	385	725
Clorobenceno	D	866.15	593	1099
Ciclohexano	D	518.15	245	473
Ciclohexano	D	517.15	244	471
Ciclopropano	D*	776.15	503	938
1,2 Dicloroetileno	D	733.15	460	860
Eter dietílico	C*	433.15	160	320
Dietilamina	C*	585.15	312	594
Di-Isobutileno	D*	664.15	391	736
Dimetilamina	C	673.15	400	752



T A B L A No. 1 (CONTINUACION)

CLASIFICACIÓN DE GRUPOS Y TEMPERATURA DE AUTOIGNICIÓN (AIT) DE GASES Y VAPORES DE
LÍQUIDOS INFLAMABLES CON UN PUNTO DE IGNICIÓN MENOR QUE 311 K (37.8 ° C)

MATERIAL	GRUPO	AIT		
		K	(° C)	° F
Etano	D*	745.15	472	882
Etanol	D*	636.15	363	685
Acetato etílico	D*	700.15	427	800
Etilbenceno	D	705.15	432	810
Etileno	C*	723.15	450	842
Etilenimina	C*	593.15	320	608
Óxido de etileno	B (C)*	702.15	429	804
Etil mercaptan	C*	573.15	300	572
Formaldehído (Gas)	B	702.15	429	795
Gasolina	D*	553.15	280	536
Heptano	D*	477.15	204	399
Hepteno	D	477.15	204	399
Hexano	D*	498.15	225	437
Hexenos	D	518.15	245	473
Hidrógeno	B*	793.15	520	968
Isobutiraldehído	C	469.15	196	385
Isopreno	D*	493.15	220	428
Gas licuado de petróleo	D	678.15	405	761 - 842
Gas con más de 30% de hidrógeno en su volumen.	B*	793.15	520	968
Óxido de metililo	D*	617.15	344	652
Metano	D*	903.15	630	1166
Metanol	D*	658.15	385	725
Metil - etil - Cetona	D*	677.15	404	759
Metil isobutil Cetona	D*	713.15	440	840
Petróleo Nafta	D*	561.15	288	550
Octano	D*	479.15	206	403
Octeno	D	503.15	230	446
Pentano	D*	516.15	243	470
1 - Pentanol	D*	573.15	300	572
Propano	D*	723.15	450	842
Propileno	D*	728.15	455	851
Óxido de propileno	B (C)*	722.15	449	840
n-Propil éter	C*	488.15	215	419
Nitrato de propileno	B*	448.15	175	347
Tolueno	D*	753.15	480	896
Dimetilhidrazina asimétrica (UDMM-1, Dimetilhidrazina)	C*	522.15	249	480
Xilenos	D*	737.15	464	867

* Materiales que son clasificados por prueba.



T A B L A No. 2 CLASIFICACIÓN DE GRUPOS Y TEMPERATURA DE AUTOENCENDIDO (AIT) DE VAPORES DE LÍQUIDOS SELECCIONADOS, CON SU PUNTO DE IGNICIÓN DE 311 K (37.8° C) O MAYOR PERO MENOR DE 333 K (60° C)

MATERIAL	GRUPO	AIT		
		K	(° C)	° F
Ácido acético	D*	737.15	464	867
Acetato t-Butil	D			
Acetano	C	652.15	379	715
Petróleo	D	483.15-680.15	210 - 407	410 - 765
Kerosina	D	483.15	210	410
Morfolina	C*	583.15	310	590
Nafta (alquitrán de huella)	D*	550.15	277	531
Hidrazina	C	296.15	23	79

Material clasificado por pruebas.


T A B L A No. 3 CLASIFICACIÓN DE GRUPOS Y TEMPERATURA DE AUTOIGNICIÓN (AIT) DE VAPORES DE LÍQUIDOS SELECCIONADOS, CON SU PUNTO DE IGNICIÓN DE 333 K (60° C) O MAYORES, PERO MENOR DE 366 K (93° C)

MATERIAL	GRUPO	AIT		
		K	(° C)	° F
Anilina	D	888.15	615	1139
Cloruro de Bencil	D	858.15	585	1085
t-Butil Tolueno	D			
Ciclohexanol	D	573.15	300	572
Éter	C	514.15	241	465
Dodeceno	D	528.15	255	491
Acetato	C	613.15	340	645
Hexanol	D	336.15	63	145
Metilciclohexanol	D	569.15	296	565
Nitrobenceno	D	755.15	482	900
Tetrahidroneftaleno	D	658.15	385	725
Vinil Tolueno	D	767.15	494	921

6.2.5.6 Líquidos Clase II. Los líquidos Clase II deben almacenarse en recipientes cerrados, en tanques; instalados en el interior de los edificios, sobre el piso en el exterior de edificios, o en tanques subterráneos.

6.2.5.7 Cuartos de trasvasados de líquidos inflamables. Los cuartos en que se trasvasan o bombean líquidos inflamables de la Clase I deben contar con ventilación adecuada, y en el diseño del sistema de ventilación tomarse en cuenta la relativamente alta gravedad específica de los vapores, por lo que deben instalarse aberturas adecuadas en las paredes, al nivel del piso, y cuando la ventilación natural sea insuficiente, deberá proporcionarse ventilación mecánica.

Estos cuartos no deben tener sótano ni depresiones en que puedan acumularse los vapores inflamables, a menos que en tal área se instale un sistema de ventilación mecánica, para remover los vapores.

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS Y SELECCIÓN DE EQUIPO ELÉCTRICO</p>	<p>No. de Documento NRF-036-PEMEX-2003 Revisión: 0 PÁGINA 16 DE 92</p>
--	---	---


6.2.5.8 Cuartos de almacenamiento y manejo de líquidos inflamables. Los cuartos destinados para almacenar y manejar líquidos combustibles o inflamables, por medio de bombas, deben contar con medios adecuados de salida, para evitar que las personas queden atrapadas en el interior, en caso de incendio.

6.2.5.9 Conexión a tierra de llenadores de autotanques. Las llenaderas que cargan líquidos inflamables de la Clase I por el domo de los carros tanque o autos tanque, o los que cargan líquidos de las Clases II y III por el domo de carros tanque o autos tanque que hayan contenido de la Clase I en cargas anteriores, deben contar con un sistema de protección que conecte a tierra todas las partes de la instalación, susceptibles de generar o acumular electricidad estática. La protección consiste de un conductor de cobre, que conecte permanentemente; al sistema de tierras, la tubería de llenado y la estructura de la llenadera, con un extremo libre provisto de una grapa para conectarlo al tanque del camión. Esta conexión debe hacerse antes de abrir el domo del auto tanque o carro tanque y debe permanecer hasta que terminen las operaciones de llenado y el domo se haya cerrado.

6.2.5.10 Se debe tomar precauciones para evitar que, cuando ocurran derrames durante las operaciones de carga y descarga de líquidos inflamables, éstos penetren a los sistemas de drenaje público o de la lluvia. Para este fin, deben instalarse cajas separadoras de aceites u otro medio adecuado, antes de la conexión con el drenaje público.

7. SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS.

- 7.1** API Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute).
- 7.2** AC Conductores aislados en una cubierta metálica flexible.
- 7.3** BOP Unidad de control de preventor (Blowout Preventer)
- 7.4** IEC Comisión Electrotécnica Internacional (International Electrotechnical Comision).
- 7.5** DOT Departamento de Transporte Norteamericano (Departament of Transportation).
- 7.6** K Grados Kelvin.
- 7.7** KPa Kilo Pascal.
- 7.8** MI Cable con aislamiento mineral y cubierta metálica, hermético a los líquidos y a los gases.
- 7.9** MC Conductor o conductores ensamblados aislados, con o sin conductores de fibra óptica en una cubierta metálica de cinta engargolada o en un tubo corrugado o liso flexible.
- 7.10** NMX Norma Mexicana.
- 7.11** NEC Código Nacional Eléctrico (National Electric Code).
- 7.12** NFPA Asociación Nacional para Protección Contra Incendio. (National Fire Protection Association).
- 7.13** NOM Normas Oficiales Mexicanas.
- 7.14** PEP Pemex Exploración y Producción.
- 7.15** PVC Cable con cubierta de Policloruro de Vinilo.

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS Y SELECCIÓN DE EQUIPO ELÉCTRICO</p>	<p>No. de Documento NRF-036-PEMEX-2003 Revisión: 0 PÁGINA 17 DE 92</p>
--	---	---

8. CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS PARA LA SELECCIÓN DE EQUIPO ELÉCTRICO.

8.1 Extensión de las áreas peligrosas.

8.1.1 Límites de las áreas peligrosas.

8.1.1.1 Para delimitar las áreas peligrosas se debe determinar las posibles fuentes de peligro, que resultan prácticamente imposibles de evitar en forma absoluta durante la operación del equipo o bien durante las reparaciones, mantenimiento o trabajos de limpieza, como son las fugas por estoperos, sellos, empaques y uniones mecánicas; así como los sitios en que deliberadamente puede liberarse a la atmósfera productos inflamables, como en las llenaderas, venteos, purgas y válvulas de alivio.

8.1.1.2 División 1. Cada fuente de peligro debe considerarse rodeada por un volumen de atmósfera peligrosa. Si es un área de la División 1, debe considerarse rodeada por un área de la División 2, de extensión suficiente para garantizar la dilución, hasta concentraciones no peligrosas de los gases o vapores inflamables contenidos en la atmósfera del área de la División 1.

8.1.1.3 División 2. Para fines prácticos, los volúmenes de la División 2 que rodeen a las fuentes de peligro, no necesariamente deben limitarse por círculos en el plano horizontal, sino que podrán tener la forma de paralelepípedos rectangulares, orientados según ejes que correspondan a la disposición del equipo de la planta; pero en ningún caso estos paralelepípedos tendrán dimensiones menores que las especificadas en este capítulo.

8.1.2 Lugares libremente ventilados.

8.1.2.1 Productos más pesados que el aire. En términos generales, una fuente de peligro de productos más pesados que el aire, dará origen en todas direcciones a un área rectangular peligrosa de la División 2 en el plano vertical, que se debe extender 8 m hacia arriba y hacia los lados, a partir de la fuente de peligro


Más otra área, en el mismo plano, que se extiende horizontalmente hasta 15 m de la fuente de peligro y verticalmente, hasta 8 m de altura sobre el piso, y finalmente, a un área de 60 cm de altura, que se extiende horizontalmente hasta 30 m de la fuente de peligro, como se observa en la figura No.1.

8.1.2.2 Productos más ligeros que el aire. Una fuente de peligro de productos más ligeros que el aire da origen a un área rectangular peligrosa División 2, que se extiende 8 m hacia arriba y 5 m hacia abajo y hacia los lados, a partir de la fuente de peligro como se observa en la figura No. 2.

8.1.2.3 Fuera de las plantas de proceso. Cuando existan fuentes de peligro cercanas al nivel de piso, en lugares adecuadamente ventilados, que manejen productos que desprendan vapores o gases inflamables, se debe considerar las siguientes áreas peligrosas:

Un área peligrosa de la Clase 1, División 2, que se extiende hasta 8 m en el plano vertical y horizontal a partir de la fuente de peligro.

Un área peligrosa de la División 2 que se extiende horizontalmente hasta 15 m de distancia a partir de la fuente de peligro y en el plano vertical 8 m desde el nivel de piso terminado. Del límite de esta área, en sitios en que puedan ocurrir liberaciones apreciables de productos inflamables, se tiene un área adicional de la División 2 que se extiende en el plano horizontal hasta 15 m y en el plano vertical 60 cm, como se observa en la figura No. 3.

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS Y SELECCIÓN DE EQUIPO ELÉCTRICO</p>	<p>No. de Documento NRF-036-PEMEX-2003</p> <p>Revisión: 0</p> <p>PÁGINA 18 DE 92</p>
--	---	---

8.1.2.4 Líquidos inflamables a presión. Las áreas al aire libre que contengan tuberías con válvulas, bridas, purgaderos, accesorios de vaciado, medidores y dispositivos similares, instrumentación, colocados en tuberías que lleven líquidos inflamables a presión, se clasifican como lugares; Clase I, División 2, hasta una distancia, en todas direcciones, de 1 m de la superficie exterior de los dispositivos mencionados.

Más un área de la División 2, que se extiende horizontalmente 3 m de cualquier superficie de dichos dispositivos y 60 cm por encima del nivel del piso, como se observa en la figura No. 4.

8.1.2.5 Trabajos de pulverización o inmersión. En los lugares libremente ventilados en que se lleven a cabo trabajos que implique pulverización de líquidos inflamables, o inmersión de piezas en tinas abiertas que contengan líquidos de esta naturaleza, se considerará que existe un área de la División 1, a partir de la fuente de peligro, hasta una distancia en todas direcciones, de 3 a 7.5 m dependiendo del volumen y la volatilidad del contenido.

Del límite de la División 1, se considera un área de la División 2 que se extiende en el plano horizontal y vertical, hasta 3 m.

Un área adicional de la División 2, que se extiende en el plano horizontal 4.5 m y en el vertical 3 m Más un área División 2, que se extiende horizontalmente hasta 15 m de distancia y hasta una altura de 60 centímetros sobre el nivel del piso, como se observa en la figura No. 5.

8.1.3 Lugares cerrados.

8.1.3.1 Fugas de materiales combustibles. Los lugares cerrados donde existen fugas apreciables de materiales combustibles más pesados que el aire, a través de retenes, sellos o empaques, o donde se trasvasen líquidos inflamables, deben considerarse como áreas peligrosas de la División 1.


A esta área de la División 1 la rodeará en cualquier plano un área de la División 2, que llega hasta 3 m de distancia en todas direcciones, debiéndose agregar un área de la División 2, de que se extiende horizontalmente hasta 15 m de distancia de la fuente de peligro, y a 8 m de altura sobre el nivel del piso, como se observa en la figura No. 6.

En los sitios en que se considere que el escape o liberación de productos inflamables puede ser de consideración, debe agregarse otra área de la División 2, de 60 cm de altura, que se extenderá horizontalmente hasta 30 m de la fuente de peligro.

8.1.3.2 Ventilación deficiente. Cuando en los lugares cerrados, deficientemente ventilados, las fuentes de peligro sean de productos más ligeros que el aire, estos lugares se consideran en su totalidad como áreas de la División 1 y estarán rodeados, en cualquier plano vertical, por área de la División 2, que llega hasta 3 m de distancia en todas direcciones a partir del límite del área de la División 1, como se observa en la figura No. 7.

8.1.3.3 Ventilación eficiente. Los lugares cerrados que por sus condiciones deben ser clasificados en la División 1, cuando estén provistos de ventilación forzada en que se asegure la continuidad de su operación, para mantener una presión positiva, y además, se desconecta automáticamente la alimentación de energía eléctrica al lugar en caso de fallar dicha ventilación, serán considerados como área de la División 2, el aire para la ventilación no debe tomarse de un área de la División 1, es recomendable que sea de una área no clasificada

Cuando el lugar cerrado se encuentre localizado de tal modo que debiera clasificarse como área de la División 2, podrá ser considerado como área no peligrosa, si la presión positiva se mantiene por medio de un sistema de ventilación forzada en que se asegure la continuidad de operación y el aire se toma de

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS Y SELECCIÓN DE EQUIPO ELÉCTRICO</p>	<p>No. de Documento NRF-036-PEMEX-2003</p> <p>Revisión: 0</p> <p>PÁGINA 19 DE 92</p>
--	---	---

un área no peligrosa, puede considerarse que la ventilación es adecuada, cuando el movimiento del aire mantiene a la mezcla vapor-aire, en concentraciones arriba del 25% del límite inferior de ignición de ésta.

Estando cerradas todas las puertas y ventanas, la presión positiva que se mantenga en el interior de estos lugares no debe ser menor de 2.54 mm (0.1 pulg) de una columna de agua.

Estando abiertas todas las puertas y ventanas, debe mantenerse una velocidad de salida del aire de 18 m/min (60 pies/min) en todas las salidas y aberturas.

Los cambios de aire deben calcularse a razón de 0.028 m³ cúbicos por minuto por m² cuadrado de área de piso (un pie cúbico por minuto por pie cuadrado, de área de piso), para líquidos que tengan una temperatura de ignición menor de 316.2 K (43 ° C, 110 ° F).

Para que la ventilación natural sea la adecuada, en locales donde se manejen líquidos con temperatura de ignición mayor de 316.2 K (43 ° C, 110 ° F), deben tener áreas libres de entrada de aire, en proporción de 0.2 m² cuadrados por cada 100 m² cuadrados de piso. Antes de permitir que se energice nuevamente el sistema eléctrico de uno de estos lugares, después de una falla en la ventilación debe comprobarse por medio de un explosímetro que no existe atmósfera peligrosa, o bien debe efectuarse el cambio de volumen de aire en el local por lo menos 4 veces.

Los locales cerrados a los que se apliquen las disposiciones de los párrafos anteriores, no deben tener comunicación con locales de otras Divisiones y deben estar localizados por lo menos a 15 m de toda fuente de peligro.

8.1.3.4 Líquidos inflamables a presión. Las áreas interiores, ventiladas adecuadamente, que contengan bombas, purgaderos, accesorios de vaciado, medidores y dispositivos similares ubicados en tuberías que lleven líquidos inflamables a presión, se consideran como lugares Clase I, División 2, hasta una distancia, en todas direcciones, de 1.50 m de la superficie exterior de los dispositivos mencionados.

El área Clase I, División 2, se extiende horizontalmente hasta 8 m de cualquier superficie de estos dispositivos y hasta 1 m por encima del piso, como se observa en la figura No.8.


8.1.3.5 Talleres. En los talleres empleados para trabajos de servicio y reparación en los que se manejen cantidades pequeñas de líquidos inflamables, se considera que existe un área Clase 1 División 2 en cualquier plano vertical, hasta una altura de 50 cm sobre el piso en todo el interior del cuarto o local en que se manejen los líquidos inflamables.

8.1.3.6 Productos con temperaturas de ignición cercanas a la temperatura ambiente. Cuando se manejan productos con temperaturas de ignición cercanas a la temperatura ambiente en lugares cerrados o mal ventilados, además de las disposiciones de esta norma con respecto a las instalaciones eléctricas, debe existir un sistema de ventilación forzada, diseñado en tal forma que se asegure la continuidad de su funcionamiento.

8.1.3.7 Edificios.

Cuando los edificios tales como cuartos de control, cuartos de equipo eléctrico, oficinas, laboratorios, se localicen dentro de las áreas clasificadas peligrosas, y no sean sitios libremente ventilados, deben clasificarse de la manera siguiente:

a) Cuando una puerta, ventana, o cualquier otra abertura en la pared o techo del edificio, quede localizada total o parcialmente dentro del volumen atmosférico considerado como peligroso, todo el interior del cuarto o edificio se considera también peligroso y pertenece a la misma División a que pertenezca el volumen atmosférico exterior peligroso, como se observa en la figura No. 9.

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS Y SELECCIÓN DE EQUIPO ELÉCTRICO</p>	<p>No. de Documento NRF-036-PEMEX-2003 Revisión: 0 PÁGINA 20 DE 92</p>
--	---	---

b) Cuando no existen puertas, ventanas, ni aberturas en las partes del techo y paredes localizadas dentro del volumen atmosférico considerado como peligroso, todo el interior del cuarto o edificio se clasifica como no peligroso, como se observa en la figura No.10.

8.1.4 Fosas.

8.1.4.1 Todas las fosas, trincheras, zanjas y, en general, depresiones del terreno que se encuentran dentro de áreas de las Divisiones 1 y 2, deben considerarse como áreas de la División 1.

8.1.4.2 Cuando las fosas o depresiones no se localicen dentro de áreas de las Divisiones 1 ó 2, como las definidas anteriormente, pero que contengan tuberías de hidrocarburos, con válvulas o accesorios, deben clasificarse como áreas de la División 1 en su totalidad.

8.1.5 Distribución al menudeo.

8.1.5.1 En las instalaciones destinadas a distribuir al menudeo productos que desprendan gases o vapores inflamables (como por ejemplo, estaciones de servicio, gasolineras, llenaderas de cilindros de gas, agencias de ventas, todo equipo o dispositivo), que pueda presentar fugas o escapes internos o externos, se considera un área de la División 2 del límite exterior del equipo hasta 50 cm en el plano horizontal y en el vertical hasta la altura del equipo, más un área de la División 2 en el plano horizontal de 5.60 m y a una altura de 50 cm sobre el nivel del piso, como se observa en la figura No. 11.

8.1.5.2 Llenado de depósitos de gasolina. Venteo con descarga hacia arriba.

Alrededor del tubo de llenado de los depósitos de gasolina que comunica al exterior, se considera que existe un cubo de la División 1, de 2 m por lado, encerrado en otro cubo de la División 2, de 3 m por lado, como se observa en la figura No. 29.

8.1.5.3 Tanque subterráneo. En un área División 1 ó 2, cualquier fosa, caja o espacio por debajo del nivel de piso terminado se considera un área Clase1, División 1.

Como área Clase 1 División 2, un área que se extiende en el plano horizontal para una conexión no hermética de llenado de 3 m, para conexión hermética 1.5 m y en el sentido vertical hasta 50 cm por encima del nivel de piso terminado.


8.1.6 Hangares.

8.1.6.1 En los hangares se considera un área Clase 1 División 1, hasta el nivel del piso; en todas las zanjas, trincheras, fosas o depresiones, Además, existe un área de la División 2, hasta una altura de 60 cm sobre todo el piso, incluyendo cualquier corredor o vía de acceso cubierta, que no tenga puerta.

8.1.6.2 Se considera como área de la División 2, en cualquier plano vertical, la comprendida hasta 1.5 m, horizontalmente, desde la superficie exterior de los motores, tanques de almacenamiento de combustible de la aeronave, o estructuras que contengan combustible en los aviones, y verticalmente desde el piso hasta 1.5 m por encima de la superficie superior de las alas del avión, como se observa en la figura No.12.

8.1.7 Llenado de tambores.

8.1.7.1 En sitios libremente ventilados, o en lugares interiores con ventilación mecánica de presión positiva, en que se hace el llenado con líquidos volátiles inflamables a recipientes portátiles o tambores, se considera que existe un área de la División 1, alrededor de los respiraderos o bocas de llenado hasta una distancia de 1 m en todas direcciones.

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS Y SELECCIÓN DE EQUIPO ELÉCTRICO</p>	<p>No. de Documento NRF-036-PEMEX-2003 Revisión: 0 PÁGINA 21 DE 92</p>
--	---	---

Un área de la División 2, en el plano horizontal y vertical, hasta una distancia de 1.5 m a partir de las bocas de llenado.

Se agrega un área de la División 2, que se extiende horizontalmente hasta 3 m de distancia de la boca o respiradero y a 50 cm de altura sobre el nivel de piso, como se observa en la figura No. 13.

8.1.8 Compresoras.

8.1.8.1 En los cobertizos libremente ventilados de compresoras que manejan productos inflamables más ligeros que el aire y en los que no existe posibilidad de que los gases puedan quedar atrapados en el techo de la construcción, se consideran áreas Clase 1, División 2 los siguientes espacios:

8.1.8.1.1 En el interior del cobertizo, desde la altura en que se inician las paredes hasta el techo, ver la figura No. 14.

8.1.8.1.2 En un área rectangular que se extiende horizontalmente hacia los lados 5 m de la fuente de peligro, en el plano vertical 5 m hacia debajo de la fuente de peligro, o cuando esta se encuentre colocada a menos de 5 m de altura, la distancia hacia abajo será limitada por el nivel del piso, y hacia arriba de la fuente de peligro hasta la altura en que se inician las paredes de la construcción, ver la figura No. 14.

8.1.8.1.3 En el exterior del techo del cobertizo, un área que se extiende, 5 m hacia los lados de las ventanas, ventilas o aberturas existentes en el techo y en el plano vertical, 8 m hacia arriba de estas aberturas y hacia abajo, hasta el nivel exterior del techo, ver la figura No. 14.

8.1.8.2 En los cobertizos de compresoras que manejan productos inflamables más ligeros que el aire, libremente ventilados en su parte inferior, pero inadecuadamente ventilados en la parte superior, de tal manera que los gases queden atrapados en el techo de la construcción, se debe considerar como áreas peligrosas las siguientes:

8.1.8.2.1 En el interior del cobertizo, desde el techo hasta la altura en que exista pared, Área Clase 1, División 1, ver la figura No. 15.


8.1.8.2.2 En el exterior del techo del cobertizo, se debe considerar un área de la Clase 1, División 2, hasta 5 m del techo del cobertizo en todas direcciones, hasta 3 m a los lados externos de las paredes del cobertizo en el plano vertical y 0.60 m hacia abajo del límite inferior de las paredes del cobertizo, ver la figura No. 15.

8.1.8.2.3 Un área rectangular de la Clase 1, División 2, que se extiende horizontalmente 5 m hacia los lados de la fuente de peligro, y en el plano vertical, 5 m hacia debajo de la fuente de peligro, o cuando ésta se encuentre colocada a menos de 5 m considerar esta altura, la distancia hacia arriba es de la fuente de peligro hasta 0.60 m abajo del límite inferior de la pared del cobertizo, ver la figura No. 15.

8.1.8.3 Cuando las compresoras se encuentren instaladas dentro de locales cerrados, o con mala ventilación, se considera todo el interior del local perteneciente a la División 1. como se ilustra en la figura No. 16.

8.1.8.4 Cuando las compresoras se encuentren instaladas en lugares a la intemperie sobre el nivel del piso, se considera que existe un área peligrosa de la División 2 hasta una distancia de 3 m en todas direcciones a partir de la superficie exterior de la compresora, como se ilustra en la figura No. 16A.

8.1.8.5 Cuando las compresoras se encuentren instaladas en el interior de locales formados exclusivamente por un techo y las estructuras que lo sostienen (sin paredes), se considera que existe un área de la División 2 en todo el interior del local, como se ilustra en la figura No. 17.

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS Y SELECCIÓN DE EQUIPO ELÉCTRICO</p>	<p>No. de Documento NRF-036-PEMEX-2003</p> <p>Revisión: 0</p> <p>PÁGINA 22 DE 92</p>
--	---	---

8.1.8.6 Cuando las compresoras se encuentren instaladas en locales libremente ventilados abiertos por lo menos en uno de sus lados, debe considerarse que existe un área de la División 2 en todo el interior del local.

Un área de la División 2 que llega hasta una distancia de 3 m en todas direcciones a partir de cualquier punto del local que se comunique con el exterior.

En el exterior del techo del cobertizo un área de la División 2 que se extiende en el plano horizontal 3 m hacia los lados del venteo y en el plano vertical 3 m hacia arriba del venteo y hacia abajo hasta el nivel exterior del techo, como se ilustra en la figura No. 18.

8.1.9 Bombas.

8.1.9.1 Cuando las bombas o compresores de líquidos volátiles inflamables se encuentren instaladas en lugares a la intemperie sobre el nivel del piso, se debe considerar las siguientes áreas peligrosas:

Que existe un área peligrosa de la División 2, hasta una distancia de 8 m en todas direcciones a partir de la superficie exterior de la bomba.

Un área de la División 2 que se extiende horizontalmente hasta 15 m de distancia de la bomba y hasta una altura de 60 cm sobre el nivel del piso, como se ilustra en la figura No. 19.

8.1.9.2 Cuando las bombas o compresores de líquidos volátiles inflamables se encuentren instaladas dentro de locales libremente ventilados, se debe considerar:

Que existe un área peligrosa de la División 2 en todo el interior del local, las paredes del local limitan el área peligrosa siempre que sean totalmente cerradas y no se comuniquen por ningún medio al exterior.


Sí existe comunicación al exterior, se considera una extensión de área de la División 2 que llega hasta una distancia horizontal de 3 m de la pared con comunicación al exterior y hasta la altura del techo. Un área de la División 2, que se extiende horizontalmente hasta 15 m de distancia del exterior de la bomba y hasta una altura de 60 cm sobre el nivel del piso.

En el exterior del techo del cobertizo existe un área de la División 2 que se extiende en el plano horizontal 1.5 m hacia los lados del venteo y en el plano vertical 1.5 m hacia arriba del venteo y hacia abajo hasta el nivel exterior del techo. Como se ilustra en la figura No. 20.

8.1.9.3 Cuando las bombas se encuentren instaladas dentro de locales cerrados o con mala ventilación, se considera que existen las mismas áreas peligrosas División 2 descritas en el inciso anterior excepto que todo el interior del local pertenece a la División 1 y en el exterior del techo del cobertizo existe un área de la División 1 que se extiende en el plano horizontal 1.5 m hacia los lados del venteo y en el plano vertical 1.5 m hacia arriba del venteo y hacia abajo, hasta el nivel exterior del techo, del límite de la División 1, se agrega un área de la División 2 que se extiende en el plano horizontal de 1.5 m hacia los lados y en el plano vertical 1.5 m hacia arriba y hacia abajo hasta el nivel exterior del techo como se ilustra en la figura No. 21.

8.1.10 Autotanques y carrotanques.

8.1.10.1 En el caso de las operaciones de llenado y vaciado de productos que desprendan vapores o gases inflamables, en autotanques y carrotanques cuando se lleven a cabo al aire libre, se debe considerar áreas peligrosas en cualquier plano vertical, en la siguiente forma:

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS Y SELECCIÓN DE EQUIPO ELÉCTRICO</p>	<p>No. de Documento NRF-036-PEMEX-2003 Revisión: 0 PÁGINA 23 DE 92</p>
--	---	---

8.1.10.1.1 El espacio que se extiende en todas direcciones hasta 1 m a partir de la cúpula abierta por la cual se efectúa la carga, o a partir del respiradero, cuando se está cargando con la cúpula cerrada y respiradero al aire libre, se considera como lugar Clase I, División 1.

8.1.10.1.2 El espacio que se extiende en todas direcciones hasta 4.6 m a partir de la cúpula abierta por la cual se efectúa la carga, o a partir del respiradero, cuando se está cargando con la cúpula cerrada y respiradero al aire libre, se considera como área Clase I, División 2.

8.1.10.1.3 El espacio que se extiende en todas direcciones hasta 1 m de una conexión fija usada para carga o descarga por el fondo, con la cúpula cerrada y respiradero al aire libre y con un sistema de recuperación de vapores, se considera como lugar Clase I, División 2. En el caso de carga y descarga por el fondo, se aplica también esta clasificación al área comprendida en una distancia de 3 m del punto de carga, hasta una altura de 50 cm sobre el nivel del suelo, rampa, plataforma o pista de rodamiento, como se ilustra en la figura No. 22.

8.1.10.2 Las llenaderas de auto tanque y carros tanque de líquidos inflamables de la Clase I, deben estar separadas por lo menos 10 m de los tanques, almacenes, o cualquier otra construcción y del límite de propiedad más cercano.

8.1.10.3 En los estacionamientos y talleres empleados para reparar o guardar los autos tanque, se considera que existe un área de la División 1, en todas las zanjas o depresión de piso, Un área de la División 2, hasta una altura de 50 cm sobre todo el piso.

8.1.11 Tanques de almacenamiento elevado. En los tanques de almacenamiento elevados, que contengan productos inflamables, se considera que existen las siguientes áreas peligrosas indicadas en la figura No. 23.

8.1.11.1 Cualquier registro abierto, venteo o válvula de relevo, respiradero en el tanque da origen a un área de la División 1 hasta una distancia de 1.5 m en todas direcciones, del límite de la División 1 existe un área de la División 2 hasta 1.5 m en todas direcciones.

8.1.11.2 Debe considerarse como área de la División 2, el espacio comprendido desde la superficie exterior del tanque hasta una distancia de 3 m en todas direcciones, debiendo, además, prolongarse el área peligrosa en el plano vertical, hasta el nivel del piso.

8.1.11.3 Cuando el tanque cuente con el muro de contención, se considera como área de la División 2, en cualquier plano vertical, toda el área situada dentro del muro de contención, desde el nivel del piso, hasta la altura del muro.


8.1.12 Tanques de almacenamiento sobre el suelo. En los tanques de almacenamiento, a presión atmosférica, instalados sobre el piso, que contengan líquidos inflamables, se considera que existen las siguientes áreas peligrosas, de acuerdo a lo que se ilustra en las figuras de la 24 a la 27.

8.1.12.1 Tanques de techo fijo (figuras 24 y 26)

8.1.12.1.1 En todo el interior del tanque existe un área de la División 1.

8.1.12.1.2 Cualquier registro abierto, venteo o salida abierta del tanque da origen a un área de la División 1, hasta una distancia de 1.5 m en todas direcciones, en venteos se agrega un área de la División 2 a partir del límite de la División 1 hasta una distancia de 1.5 m en todas direcciones.

8.1.12.1.3 Desde la superficie exterior del tanque hasta una distancia de 3 m en todas direcciones, se considera como área de la División 2.

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS Y SELECCIÓN DE EQUIPO ELÉCTRICO</p>	<p>No. de Documento NRF-036-PEMEX-2003 Revisión: 0 PÁGINA 24 DE 92</p>
--	---	---

8.1.12.1.4 Existe un área de la División 2, que comprende en cualquier plano vertical toda el área situada dentro del muro de contención y hasta la altura de éste, y cualquier zanja, canal, fosa o depresión del piso, da origen a un área de la División 1.

8.1.12.2 Tanques de techo flotante (figuras 25 y 27).

8.1.12.2.1 En todo el interior del tanque existe un área de la División 1, considerando además el volumen situado entre el techo y el borde superior del tanque.

8.1.12.2.2 Desde la superficie exterior del tanque hasta una distancia de 3 m en todas direcciones, se considera como área de la División 2.

8.1.12.2.3 Existe un área de la División 2, que comprende en cualquier plano vertical toda el área situada dentro del muro de contención y hasta la altura de éste, y cualquier zanja, canal, fosa o depresión del piso, da origen a un área de la División 1.

8.1.13 Tanques de almacenamiento subterráneos. En los tanques de almacenamiento subterráneos de productos inflamables, se considera que existen las siguientes áreas peligrosas:

8.1.13.1 Un área de la División 2, hasta una distancia de 3 m en todas direcciones a partir de los puntos de posibles escapes de los tanques subterráneos, que se proyectan en el plano vertical hasta el nivel del piso. Esta área de la División 2 se extiende además horizontalmente, hasta 6 m de distancia de la fuente de peligro y hasta una altura de 60 cm sobre el piso, como se ilustra en la figura No. 28.

8.1.13.2 Alrededor de las bocas de respiración (venteos) de los tanques subterráneos se considera que existe un cubo de la División 1, de 2 m por lado, encerrado en otro cubo de la División 2, de 3 m por lado. Figura No. 29.


Cuando el tanque subterráneo tenga una compuerta de acceso, se debe considerar a nivel de piso terminado un área de la División 1 que se extiende a 1 m de distancia en todas direcciones a partir del límite de la compuerta de acceso y un área de la División 2 que se extiende hasta .50 m del límite de esta División 1. El área de la División 2 se extiende además horizontalmente, hasta 3 m de distancia de los límites de la compuerta de acceso y hasta una altura de .60 m sobre el piso, como se ilustra en la figura No. 29A.

8.1.14 Tanques separadores. A los tanques separadores de hidrocarburos a presión instalados en un área libremente ventilada se les considera rodeados por un área de la División 2, hasta una distancia de 3 m de la superficie exterior del tanque y de los dispositivos de control e instrumentación como se ilustra en la figura No. 30.

Cuando el tanque separador y los dispositivos de control e instrumentación, se instalan en un local cerrado con ventilación adecuada, se considera como área de la División 2 hasta la extensión limitada por el local cerrado, siempre que las válvulas de venteo, alivio o desfogue de gases o vapores inflamables tengan la salida fuera del área cerrada.

Cuando el tanque separador y los dispositivos de control e instrumentación, se instalan en un local cerrado con ventilación inadecuada, se considera como área de la División 1 hasta la extensión limitada por el área cerrada.

8.1.15 Venteos. Debe considerarse alrededor de los venteos o desfuegos y purgas de gases o vapores inflamables en los equipos de proceso, bocas de respiración o de llenado de tanques de almacenamiento subterráneos de productos inflamables o bien, de cualquier dispositivo o mecanismo por medio del cual se trasvasen líquidos inflamables a chorro abierto, que existe a partir de la salida del tubo del venteo, un cubo de la División 1 de 3 m por lado, encerrado en otro cubo de la División 2, de 6 m por lado, a partir del mismo sitio, como se ilustra en la figura No. 31.

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS Y SELECCIÓN DE EQUIPO ELÉCTRICO</p>	<p>No. de Documento NRF-036-PEMEX-2003 Revisión: 0 PÁGINA 25 DE 92</p>
--	---	---

Venteo en dispositivos de instrumentación y control que utilizan gas inflamable para control.

En un venteo de los dispositivos de instrumentación y control que utilizan gas inflamable para control, instalados en un local libremente ventilado, se considera que existe a partir de la salida del tubo del venteo, un cubo de la División 1 de 1 m por lado, encerrado en otro cubo de la División 2 de 2 m por lado, como se ilustra en la figura No. 31A.

El venteo de los dispositivos de instrumentación y control que utilizan gas inflamable, ubicado en un local cerrado se clasifica División 1 hasta la extensión limitada por el área cerrada.

Venteo de válvulas de relevo.

En un venteo de una válvula de relevo instalada en un local libremente ventilado, se debe considerar un área de la División 2, que se extiende de la superficie exterior del venteo hasta 3 m como mínimo en todas direcciones, como se muestra en la figura No. 31B.

El área interior de la tubería del venteo arriba de la válvula de relevo se clasifica como División 2.

Venteos atmosféricos.

Venteos atmosféricos (en techos de edificios o tanques atmosféricos)

a) Cuando los gases o vapores inflamables provienen de un área División 2:

De la superficie exterior del venteo atmosférico se debe considerar un área de la División 2 que se extiende en el plano horizontal 1.5 m hacia los lados del venteo y en el plano vertical 1.5 m hacia arriba del venteo y hacia abajo hasta el nivel exterior del techo, ver la figura No. 31C.

El área interior del venteo atmosférico se clasifica como División 2.

b) Cuando los gases o vapores inflamables provienen de un área División 1:

Se debe considerar un área de la División 1 de la superficie exterior del venteo que se extiende en el plano horizontal 1.5 m hacia los lados del venteo y en el plano vertical 1.5 m hacia arriba del venteo y hacia abajo hasta el nivel exterior del techo; del límite de la División 1, se agrega un área de la División 2 que se extiende en el plano horizontal 1.5 m hacia los lados y en el plano vertical 1.5 m hacia arriba y hacia abajo hasta el nivel exterior del techo, ver la figura No. 31D.

El área interior del venteo atmosférico se clasifica como División 1.


8.1.16 Trampas recuperadoras de hidrocarburos. En las trampas recuperadoras de hidrocarburos, se considera que existe un área de la División 1, a partir de la fuente de peligro, hasta una distancia en todas direcciones, de 3 a 7.5 m, dependiendo del volumen y la volatilidad del contenido.

Del límite de la División 1, se considera un área de la División 2 que se extiende en el plano horizontal y vertical, hasta 3 m.

Un área adicional de la División 2, que se extiende en el plano horizontal 4.5 m y en el vertical 3 m. Más un área de la División 2, que se extiende horizontalmente hasta 15 m de distancia y hasta una altura de 60 cm sobre el nivel del piso, como se observa en la figura No. 5.

8.1.17 Pozos en producción de petróleo y gas.

8.1.17.1 En los pozos de producción de flujo natural en un área libremente ventilada, cuyo cabezal se encuentre en un contrapozo, se debe considerar un área División 1, dentro del contrapozo, como se observa en la figura No. 32.

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS Y SELECCIÓN DE EQUIPO ELÉCTRICO</p>	<p>No. de Documento NRF-036-PEMEX-2003 Revisión: 0 PÁGINA 26 DE 92</p>
--	---	---

Un área División 2, que se extiende de forma horizontal sobre el piso 3 m de los límites del foso y una altura de 50 centímetros del nivel de piso terminado, como se observa en la figura No. 32.

En la válvula de medición del manómetro se debe considerar un área de la División 2 que se extiende a partir de la conexión inferior de la válvula hasta 50 centímetros en todas direcciones, como se muestra en la figura No. 32.

En las válvulas de muestreo o drenaje se debe considerar un área de la División 2, que se extiende hasta 1.5 m de la válvula en todas direcciones, como se observa en la figura No. 32.

8.1.17.2 En los pozos de producción artificial, con bombas de émbolo de succión que se encuentren en un contrapozo, se debe considerar un área División 1, dentro del contrapozo, como se aprecia en la figura No. No. 33.

Un área División 2, que se extiende sobre el piso, a 3 m de los límites del contrapozo, a una altura de 50 cm del nivel de piso terminado, como se aprecia en la figura No. 33.

Un área de la División 2 que se extiende 1.5 m en todas direcciones a partir de la salida de la tubería de la prensa estopa como se aprecia en la figura No. 33.

8.1.17.3 En los pozos de producción artificial, con bombas de émbolo de succión que se encuentran al nivel del piso, se debe considerar un área División 2, que se extiende horizontalmente sobre el piso 3 m del eje de la tubería, a una altura de 50 cm del nivel de piso terminado, un área de la División 2, a partir del centro de la Prensa estopas en todas direcciones de 1.5 m como se ilustra en la figura No. 34.

8.1.18 Cabezales, válvulas y controles operados con gas inflamable. Cuando se instala un cabezal con sus válvulas instrumentación y controles operados con gas inflamable, dentro de un local cerrado adecuadamente ventilado, el interior del local debe ser División 2, hasta una distancia limitada por el área cerrada, como se ilustra en la figura No. 35.

Las válvulas y controles operados con gas deben tener un venteo con salida al exterior, en el cual se debe considerar un área de la División 1 de la superficie exterior del venteo que se extiende en el plano horizontal 50 centímetros hacia los lados del venteo y en el plano vertical 50 cm hacia arriba del venteo y hacia abajo hasta el nivel exterior del techo, del límite de la División 1, se agrega un área de la División 2 que se extiende en el plano horizontal de 50 cm hacia los lados y en el plano vertical 50 cm hacia arriba y hacia abajo hasta el nivel exterior del techo, como se ilustra en la figura No. 35.

Cuando los dispositivos de venteo no tengan salida al exterior, el local se clasifica como División 1 hasta la extensión limitada por el área cerrada.


8.1.19 Áreas clasificadas en zanjas o registros en los que se instalan tuberías de proceso e instrumentación.

En los registros o zanjas construidos abajo del nivel de piso, en los que se instalen tuberías con válvulas, uniones roscadas, bridas, sistemas de muestreo, instrumentación y en los que se manejan líquidos inflamables, se considera que existen las siguientes áreas peligrosas indicadas en la figura No. 36.

Como área de la División 1, debe considerarse todo el interior del registro.

Debe considerarse un área de la División 2 a nivel de piso en el plano horizontal, hasta una distancia de 3 m a partir del límite de la tapa del registro y hasta una altura de 0.6 m sobre el piso.

8.1.20 Locales de anestesia inflamable. Los locales de anestesia inflamable son las áreas destinadas a la administración durante exámenes o tratamientos médicos, de agentes anestésicos inflamables, e incluyen salas

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS Y SELECCIÓN DE EQUIPO ELÉCTRICO</p>	<p>No. de Documento NRF-036-PEMEX-2003 Revisión: 0 PÁGINA 27 DE 92</p>
--	---	---

de operación, salas de parto, salas de emergencia, salas de anestesia y otras áreas en que se manejan agentes anestésicos inflamables, tales como fluroxeno, ciclopropano, etileno, éter-etílico y éter-clorhídrico. Áreas peligrosas.

8.1.20.1 En cualquier local de anestesia inflamable se debe considerar el área como Clase 1, División 1, extendida en el plano vertical hasta 1.50 m por encima del nivel de piso terminado.

8.1.20.2 Cualquier local o espacio en que se almacenan anestésicos inflamables, se debe considera en todo su volumen como área Clase I, División 1.

8.2 Selección de equipo e instalaciones eléctricas.

8.2.1 Instalaciones eléctricas en áreas Clase I.

8.2.1.1 Como medida de seguridad, deben evitarse, o al menos limitarse al mínimo, las instalaciones eléctricas en las áreas peligrosas clasificadas.

La localización de equipo eléctrico en áreas menos peligrosas o no peligrosas, reduce la cantidad de equipo especial requerido en cada caso y proporciona mayor seguridad en la operación del equipo.

Cuando por ser indispensable, que el equipo o las instalaciones eléctricas quedan localizadas dentro de las áreas peligrosas de la Clase I, División 1 ó 2, deben estar de acuerdo con lo que se especifica para cada uno de ellos en este capítulo.

8.2.1.2 División 1. En las áreas de la División 1, el equipo y las instalaciones eléctricas deben ser a prueba de explosión. Debe emplearse tubo (conduit) metálico tipo pesado, roscado y los receptáculos y clavijas de los aparatos o instrumentos deben contar con un medio para conectar el conductor de tierra del cable.

Las fuentes de ignición que provocan chispas, tales como interruptores, fusibles, contactos y relevadores de un control, deben instalarse en cajas a prueba de explosión.

Los aparatos eléctricos, que en condiciones normales de servicio, no provocan chispa o arcos eléctricos, tales como terminales y caja de terminales, transformadores de control, equipo de medición, de señalización y control, construidos bajo el principio de aparatos intrínsecamente seguros, pueden instalarse en cajas de uso general.


8.2.1.3 División 2. En las áreas de la División 2, deben ser a prueba de explosión los receptáculos, clavijas, extensiones de alumbrado, y todo el equipo que posea contactos o dispositivos capaces de producir arco eléctrico o altas temperaturas.

8.2.2 Marcado en el equipo eléctrico.

8.2.2.1 El equipo aprobado para usarse en lugares peligrosos, debe estar marcado, indicando la Clase, el Grupo de atmósfera (gas o vapor), para los que han sido aprobados (Ver párrafo 6.2.4).

Debe tener además, la indicación de la temperatura máxima (o rango de temperatura) de operación para lo que ha sido aprobado. Para esta indicación, pueden usarse los números de identificación que se presentan en la tabla No. 4.

Se exceptúan de este requisito las partes de la instalación que no producen calor en operación normal como son tubos, cajas de conexiones y sus accesorios.

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS Y SELECCIÓN DE EQUIPO ELÉCTRICO</p>	<p>No. de Documento NRF-036-PEMEX-2003</p> <p>Revisión: 0</p> <p>PÁGINA 28 DE 92</p>
--	---	---

Se exceptúan los conductores, los cuales se marcan de acuerdo con el Artículo 300, inciso 310-11 de la NOM-SEDE-1999.

8.2.2.2 El equipo intrínsecamente seguro y el de seguridad aumentada y su alambrado, pueden instalarse en áreas peligrosas para lo que se han sido aprobados y marcados, sin que cubran otros requisitos especiales que se fijan en este capítulo, para las instalaciones en los lugares citados.

8.2.3 Temperatura en áreas Clase 1. Las temperaturas indicadas en 8.2.2.1, no deben de exceder la temperatura de ignición del gas o vapor que se encuentre en el área.

8.2.4 Partes energizadas.

Divisiones 1 y 2. No debe haber partes energizadas al descubierto.

8.2.5 Temperatura máxima en superficies de equipos. La máxima temperatura que deben alcanzar los equipos en sus superficies, en condiciones normales de operación o con sobrecargas, no deben exceder del 80% de la temperatura de ignición de las mezclas explosivas adyacentes. En los equipos de combustión interna se consideran únicamente las superficies externas.

T A B L A No. 4 LETRAS DE CÓDIGO DE TEMPERATURA, PARA APARECER EN EQUIPO PARA USO EN LUGARES PELIGROSOS			
TEMPERATURA MAXIMA			LETRAS DE CODIGO
K	(°C)	°F	
723.15	450	842	T1
573.15	300	572	T2
553.15	280	536	T2A
533.15	260	500	T2B
503.15	230	446	T2C
488.15	215	419	T2D
473.15	200	392	T3
453.15	180	356	T3A
438.15	165	329	T3B
433.15	160	320	T3C
408.15	135	275	T4
393.15	120	248	T4A
373.15	100	212	T5
358.15	85	185	T6

8.2.6 Canalizaciones.


División 1 y 2. Las canalizaciones deben ser con tubo metálico rígido, tipo pesado, roscado, grado de calidad A, de acuerdo a la norma NOM-B-208-última edición.

Las canalizaciones aéreas pueden ser de aluminio libre de cobre de acuerdo a la norma ANSI C80.5 última edición o equivalente.

8.2.6.1 Las canalizaciones subterráneas deben ser de tubo metálico rígido como se especifica en el párrafo anterior; instaladas como mínimo a 50 cm de profundidad y cubiertas con concreto coloreado de rojo, para su identificación.

Cuando los conductores sean aprobados para instalarse enterrados, se deben localizar instaladas como mínimo a 50 cm de profundidad.

8.2.6.2 Cople metálico flexible.

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS Y SELECCIÓN DE EQUIPO ELÉCTRICO</p>	<p>No. de Documento NRF-036-PEMEX-2003</p> <p>Revisión: 0</p> <p>PÁGINA 29 DE 92</p>
--	---	---

8.2.6.2.1 El cople metálico flexible, hermético a líquidos y vapores aprobado para usarse en áreas peligrosas Clase I, se puede usar para terminales de equipo eléctrico y entre el disparo subterráneo y la instalación eléctrica a tanques de almacenamiento, torres de proceso y estructuras metálicas pesadas, que tengan probabilidades de asentamiento o vibraciones del equipo, que puedan dañar a las conexiones de las instalaciones eléctricas.

8.2.6.2.2 Las instalaciones del cople metálico flexible, preferentemente será vertical, la distancia (d) entre los ejes del disparo y la instalación eléctrica no es mayor de 50 mm y la distancia (L) entre los extremos de las tuberías es entre 300 y 500 mm, como se observa en la figura No. 43.

8.2.6.2.3 Cuando el asentamiento del tanque de almacenamiento, torre de proceso o estructura metálica pesada, sea mayor de 100 mm, se recomienda cambiar el cople metálico flexible por uno de menor longitud, dependiendo de la distancia asentada. Si en el diseño se ha considerado un asentamiento de esta magnitud, instálase una tuerca unión y una caja de conexiones a prueba de explosión, entre el cople flexible y el disparo subterráneo para este cambio, según se ilustra en la figura No. 43.

8.2.6.2.4 Si el diseño ha considerado que el asentamiento sea nulo o menor de 30 mm, pero la vibración puede ser dañina a las conexiones de las instalaciones eléctricas, use coples metálicos flexibles de 100 mm hasta 200 mm de longitud, preferentemente en posición vertical, con una distancia entre ejes no mayores de 50 mm y que en la figura No. 43 se simboliza con una "d".

8.2.6.2.5 La instalación del cople metálico flexible se debe hacer en donde tenga menos probabilidad de recibir golpes durante la construcción, las maniobras de equipo pesado y el mantenimiento.

8.2.6.2.6 En estructuras y tanques pequeños, sin vibraciones, puede prescindirse del cople metálico flexible.

8.2.6.3 En áreas y locales peligrosos se permiten soportes continuos rígidos, siempre que los cables sean aprobados para usarse en áreas peligrosas Clase I.

8.2.6.4 Al instalarse la tubería metálica rígida, sus uniones roscadas, con los accesorios, deben ser fuertemente apretadas con herramientas apropiadas, para eliminar los chisporroteos que puedan ocurrir cuando fluya la corriente eléctrica a través de la tubería, debido a una falla o accidente en el sistema eléctrico. Cuando por las condiciones de la construcción, no puedan apretarse fuertemente con las herramientas, debe instalarse un puente de unión entre los 2 tubos o entre tubo y accesorio, con una malla de cobre soldada en ambas piezas.


8.2.7 Cajas de conexiones, de paso y uniones.

8.2.7.1 División 1. Las cajas de conexión y los accesorios deben ser a prueba de explosión, roscados para su conexión con el tubo, por lo menos 5 vueltas completas de rosca.

Los accesorios para el caso de equipo de seguridad aumentada, puede ser conectores roscados tipo glándula.

8.2.7.2 División 2. Las cajas de conexión y los accesorios no se requiere a prueba de explosión, con excepción de envoltentes que contengan dispositivos que produzcan chispa los cuales deben ser a prueba de explosión, roscados para su conexión con el tubo, por lo menos 5 vueltas completas de rosca, con tablillas terminales u otro sistema para fijar y conectar los conductores.

8.2.8 Tomas de corriente.

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS Y SELECCIÓN DE EQUIPO ELÉCTRICO</p>	<p>No. de Documento NRF-036-PEMEX-2003 Revisión: 0 PÁGINA 30 DE 92</p>
--	---	---

División 1 y 2.

Los receptáculos para tomas de corriente, así como las clavijas que se conectan a ellos, deben ser a pruebas de explosión y contar con un conector fijo para conexión a tierra y asegurar la conexión a dicho conector, del conductor de puesta a tierra.

8.2.9 Registros de ductos subterráneos. Los registros eléctricos se deben instalar en los límites de baterías de las áreas de proceso.

División 1 y 2. Debe evitarse que los registros de los ductos subterráneos queden localizados dentro de áreas peligrosas, pero cuando no sea posible deben construirse a prueba de explosión, utilizando cajas de paso para continuar la trayectoria de la tubería (conduit) en estas áreas.

8.2.10 Conductores.

8.2.10.1 General.

Divisiones 1 y 2.

Los conductores no deben localizarse en lugares donde están expuestos a líquidos, gases o vapores inflamables, que tengan efectos dañinos, ni donde estén expuestos a temperaturas excesivas.

Cuando se juzgue que los líquidos o las condensaciones de vapores inflamables puedan depositarse sobre o ponerse en contacto con el aislante de los conductores, éste debe estar protegido por una cubierta de plomo o medios similares aprobados para áreas Clase I.

La instalación de los conductores debe ser de manera que se eviten tensiones de tracción en los accesorios de su canalización.

La instalación visible de conductores aislados sobre aisladores, no debe usarse en áreas y locales peligrosos.

En caso de instalar cables multiconductores de señales o bien cables tripolares, con el cuarto conductor de tierra y cubierta final de PVC, éstos se pueden instalar en charolas para cables, y protegidos con tubo conduit en áreas o lugares expuestos a golpes o daños originados por la atmósfera.


Los conductores de un circuito intrínsecamente seguro, no deben instalarse en la misma canalización, caja de conexión o de salida, u otro accesorio, con conductores de otro circuito, a menos que pueda instalarse una barrera adecuada, que separe los conductores de los circuitos.

Los cables móviles o viajeros, que se instalen en locales peligrosos, deben sujetarse firmemente en cajas a prueba de explosión, que tengan boquillas para la inserción de cables, forrados con hule o neopreno, para hacer un cierre hermético.

8.2.10.2 Conductores permitidos en División 1

8.2.10.2.1 Conductores tipo MI. Son cables ensamblados de uno o más conductores aislados, con aislamiento mineral que soporte tensiones hasta 600 V, 363.15 K (90° C) y cubierta continua de cobre o de aleación de acero hermética a los líquidos y gases, puede emplearse para instalaciones ocultas y visibles, pueden ir soportados en charolas.

8.2.10.2.2 Conductores tipo MC aprobados para áreas Clase I, División 1. Son cables ensamblados de uno o más conductores aislados con cubierta continua de aluminio corrugado hermética a los líquidos y gases, con recubrimiento exterior de material polimérico, pueden emplearse para instalaciones visibles.

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS Y SELECCIÓN DE EQUIPO ELÉCTRICO</p>	<p>No. de Documento NRF-036-PEMEX-2003 Revisión: 0 PÁGINA 31 DE 92</p>
--	---	---

8.2.10.2.3 Los cables de fibra óptica no conductora (dieléctricos), aprobados como intrínsecamente seguro para áreas clasificadas peligrosas pueden emplearse para sistemas de control, señalización y comunicaciones.

8.2.10.3 Conductores permitidos en División 2

8.2.10.3.1 Los conductores empleados para instalarse en áreas de la División 1, se permiten utilizar en áreas de la División 2.

8.2.10.3.2 Conductores tipo PLTC. Son cables de potencia limitada, ensamblados de dos o más conductores de cobre aislados, bajo una cubierta no metálica, el aislamiento debe ser para una tensión de operación no menor de 300 volts, instalados en soporte para cables tipo charola, en canalizaciones, soportado por un cable mensajero, o directamente enterrado cuando el cable este aprobado y listado para este uso.

8.2.10.3.3 Conductores tipo ITC. Son cables de aplicación en circuitos de instrumentación y control, ensamblados de dos o más conductores de cobre, con aislamiento para 300 Volts, con o sin conductor de tierra y encerrados en una cubierta no metálica, con o sin pantalla Se permiten emplear en soporte para cable tipo charola.

8.2.10.3.4 Conductores tipo TC. Son cables de energía y control, ensamblados dos o más conductores aislados con o sin conductores de puesta a tierra, cubiertos o desnudos, en una cubierta termoplástica y resistente a la propagación de la flama, se permiten emplear en soporte para cable tipo charola.

8.2.10.3.5 Conductores tipo MV. Son cables monoconductor o multiconductor, con aislamiento sólido para una tensión eléctrica de 2001 a 35000 Volts. Se permiten emplear en canalizaciones, en soporte tipo charola para cables, o directamente enterrados.

8.2.10.4 Los conductores Clase AC no deben usarse en áreas y locales peligrosos, a excepción de permitirse en el alambrado de circuitos no-inflamables


8.2.11 Sellos.

8.2.11.1 Sellado de tubería (conduit) en áreas Clase 1, División 1. Deben colocarse sellos en el interior de los tubos, para evitar el paso de gases, vapores o llamas de una parte a otra de la instalación eléctrica, en los siguientes casos.

8.2.11.1.1 Tubos que entren a cubiertas que contengan interruptores manuales o automáticos, fusibles, relevadores, resistencias y demás aparatos que puedan producir arcos, chispas o temperaturas elevadas. El sello debe colocarse lo más cerca posible de la cubierta, pero en ningún caso a más de 45 cm de ella. Entre la cubierta y el accesorio para sellado sólo debe haber uniones, cajas o accesorios que sean a prueba de explosión, como se ilustra en la figura No. 37.

8.2.11.1.2 Tubos de 51 mm o mayor de diámetro nominal, que entren a cubierta o a cajas de terminales, empalmes o derivaciones. Los sellos deben quedar a una distancia no mayor de 45 cm de la cubierta o caja.

8.2.11.1.3 Tubos que salgan de un área Clase 1, División 1. El accesorio para sellado puede colocarse en cualquiera de los dos lados de la línea límite de dicha área, a no más de 3 m del límite, pero debe estar diseñado e instalado de manera que los gases o vapores que puedan entrar en el sistema de tubería dentro del lugar peligroso no pasen al tubo que está más allá del sello. No debe existir unión, accesorio o caja entre el acceso para sellado y la línea límite, según se puede apreciar en la figura No. 38.

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS Y SELECCIÓN DE EQUIPO ELÉCTRICO</p>	<p>No. de Documento NRF-036-PEMEX-2003 Revisión: 0 PÁGINA 32 DE 92</p>
--	---	---

8.2.11.2 Sellado de tubería (conduit) en área, División 2. Debe colocarse el sellado en el interior de los tubos, en los siguientes casos.

8.2.11.2.1 Tubos que entren a cubiertas que requieran ser a prueba de explosión. El sello debe colocarse lo más cerca de la cubierta, pero en ningún caso a más de 45 centímetros de ella. El tramo de tubo o cople, localizado entre el sello y la cubierta, debe cumplir con el inciso 8.2.11.1

8.2.11.3 Requisitos de los sellos, División 1 y 2. Cuando se requieran sellos, éstos deben cumplir con lo siguiente:

8.2.11.3.1 Las cubiertas para equipo o conexiones deben estar provistas de medio integral para sellado o bien deben usarse accesorios para sellado aprobados para lugares Clase I. Los accesorios para sellado deben ser accesibles.

8.2.11.3.2 El compuesto sellador debe estar aprobado para este uso; ser resistente a la atmósfera o líquidos con los que pudiera estar en contacto y tener un punto de fusión que no debe ser menor de 366.2 K (93 ° C).

8.2.11.3.3 El espesor del tapón formado por el compuesto sellador no debe ser menor al diámetro nominal del tubo y en ningún caso, inferior a 1.6 cm.

8.2.11.3.4 Dentro de un accesorio para sellado con compuesto no deben hacerse empalmes ni derivaciones de conductores, tampoco debe llenarse con compuesto ninguna caja o accesorio que contenga empalmes o derivaciones.

8.2.12 Drenados.

División 1 y 2. Cuando existan más posibilidades de acumulación de líquidos o vapores condensados dentro de las cubiertas del equipo eléctrico o en algún punto de las canalizaciones deben proveerse drenajes adecuados para evitar dicha acumulación.

8.2.13 Sistema de tierra.

División 1 y 2.

8.2.13.1 Deben conectarse al sistema de tierra las partes metálicas de edificios y de soporte, tanques de proceso y almacenamiento, torres, tuberías y equipo metálico de proceso y equipos y sistemas eléctricos, en los lugares en donde se procesen y manejen productos inflamables y explosivos.


8.2.13.2 Debe haber continuidad eléctrica en los sistemas de canalizaciones metálicas y sus accesorios. Cuando se instalen cajas metálicas o tubos unidos con tuercas y contratueras debe asegurarse la continuidad, con puentes de unión.

8.2.13.3 El conductor neutro debe formar parte de un sistema de suministro de corriente con 4 hilos, debe conectarse al sistema de tierra común antes del equipo de desconexión, como se puede ver en la figura No. 39.

8.2.13.4 Los sistemas de suministro de corriente alterna 3 hilos, deben contar con una conexión entre el sistema de tierra y la canalización metálica, según se aprecia en la figura No.40.

8.2.14 Apartarrayos.

8.2.14.1 Los conductores de las acometidas aéreas, en áreas peligrosas, deben protegerse con apartarrayos. Estos deben conectarse a los conductores y al sistema de tierras, tal como se observa en la figura No.41. Para

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS Y SELECCIÓN DE EQUIPO ELÉCTRICO</p>	<p>No. de Documento NRF-036-PEMEX-2003</p> <p>Revisión: 0</p> <p>PÁGINA 33 DE 92</p>
--	---	---

Clase 1, División 1, los apartarrayos deben instalarse en envolventes aprobadas para Clase 1, División 1. Para Clase 1, División 2, los apartarrayos no deben provocar arcos.

8.2.14.2 Los edificios, las torres de proceso, los tanques de almacenamiento y los sistemas eléctricos de alimentación de energía que se localicen en áreas peligrosas, deben protegerse contra descargas eléctricas atmosféricas por medio de pararrayos conectados a un sistema de tierras.

8.2.15 Desconectadores, Interruptores, controles de motores.

8.2.15.1 División 1. Los desconectadores, interruptores, controles de motores y fusibles, incluyendo estaciones de botones, relevadores medidores y dispositivos similares, deben suministrarse dentro de cajas, y las cajas para cada caso, junto con los aparatos contenidos en ellas deben ser aprobados como un conjunto, para usarse en áreas Clase I.

8.2.15.2 División 2. Los interruptores, controladores, desconectadores, deben estar instalados dentro de cajas aprobadas para usarse en áreas Clase I., División 1 Podrán ser de usos general, si la interrupción de corriente ocurre dentro de un gabinete herméticamente sellado junto a la entrada de gases o vapores, o los contactos están sumergidos en aceite a 50.8 mm (2 pulg) como mínimo para los de potencia. Para los de control 25.4 mm (1 pulg). O la interrupción de la energía eléctrica sea en una cámara a prueba de explosión sellada de fábrica; o los dispositivos sean de estado sólido sin contactos de abrir o cerrar y la temperatura en la superficie expuesta no debe exceder el 80 % de la temperatura de ignición en grados K (° C) de los gases o vapores involucrados

8.2.16 Resistencias y transformadores de control. Los transformadores, impedancias de bobinas y resistencias usados individualmente o en conjunto con equipos de control para motores generadores y sus aplicaciones deben cumplir con lo siguiente:

8.2.16.1 División 1. En áreas Clase I. División 1, los transformadores, bobinas y resistencias junto con cualquier mecanismo asociado con ellas, debe estar contenido en cajas apropiadas para Clase I, División 1. Si los transformadores, bobinas y resistencias están diseñadas bajo la técnica de seguridad aumentada, podrán emplearse cajas normales.

8.2.16.2 División 2. Los mecanismos de interrupción usados en conjunto con transformadores, bobinas y resistencias deben cumplir con lo indicado en el punto 8.2.15.2.

Las resistencias deben proveerse con cajas; y su ensamble debe ser apropiado para áreas Clase1, a menos que la resistencia sea no variable y la máxima temperatura de operación en grados celsius no debe exceder del 80% de la temperatura de ignición del gas o vapor que lo rodee.

Los transformadores de instrumentos, solenoides y otros tipos embobinados, que no tengan incorporados contactos deslizantes o de abrir-cerrar, podrán instalarse en cajas de uso general.


8.2.17 Conexiones en instrumentos. Para facilitar los cambios de los instrumentos de control, éstos pueden conectarse con cordones flexibles, receptáculos y clavijas, siempre y cuando:

8.2.17.1 El equipo tenga un interruptor que cubra las condiciones del párrafo 8.2.15.2 para que las clavijas no corten la corriente al ser retiradas.

8.2.17.2. La corriente no exceda de 3 amperes y la tensión de 120 V.

8.2.17.3 La longitud del cable no exceda de 90 cm sea para uso extrarrudo, o de uso rudo, si está protegido por el tablero y su receptáculo y clavija son del tipo cerrado y puesta a tierra.

8.2.17.4 No debe haber más cables y receptáculos en el instrumento, que los indispensables para la operación.

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS Y SELECCIÓN DE EQUIPO ELÉCTRICO</p>	<p>No. de Documento NRF-036-PEMEX-2003 Revisión: 0 PÁGINA 34 DE 92</p>
--	---	---

8.2.17.5 Los receptáculos debe llevar una etiqueta llamativa, que prohíba retirar la clavija antes de desenergizar el instrumento.

8.2.18 Fusibles.

División 1. Deben ser aprobados para Clase 1, a prueba de explosión.

División 2. Los fusibles para protección de motores aparatos y otros dispositivos deben instalarse en envolventes aprobadas para el área en que se instalan, se pueden instalar en envolventes de uso general, si el elemento de operación está sumergido en aceite, encerrado en una cámara sellada contra la entrada de gases y vapores o el fusible es del tipo limitador de corriente no indicador.

8.2.19 Transformadores y capacitores.

8.2.19.1 División 1. Los transformadores y capacitores que contengan líquido aislante combustible, deben instalarse fuera del lugar peligroso además no tener comunicación con el lugar peligroso por puertas o cualquier otro medio; deben tener amplia ventilación; las ventanas o ductos de ventilación deben ser suficientes para aliviar presiones que puedan representar riesgo de explosión y los ductos de ventilación construirse de concreto reforzado.

Los transformadores y capacitores secos o que contengan líquido aislante incombustible deben instalarse en locales separados que cumplan con lo indicado en el punto anterior y ser del tipo aprobado para áreas Clase I, (a prueba de explosión).

8.2.19.2 Clase 1, División 2. Los transformadores y capacitores pueden ser de uso general, provisto de medios adicionales para aumentar la seguridad contra la producción de temperaturas excesivas y de arcos o chispeo en el exterior del mismo equipo.

8.2.20 Subestaciones. Las Subestaciones y los cuartos de control y distribución de energía eléctrica, deben localizarse en una trayectoria de aire limpio, de modo que los vientos dominantes impulsen cualquier escape de gas o vapor inflamable en la planta, alejándolo del equipo eléctrico.

Tal equipo no debe instalarse en niveles bajos, cuando se puedan acumular gases o vapores inflamables más pesados que el aire. Puede ser necesario construir un terraplén para elevar el nivel.


Cuando se instalen cámaras invertidas en lugares donde se puedan acumular gases o vapores inflamables más ligeros que el aire, deben tener agujeros, en la parte superior de sus caras laterales, que proporcionen una ventilación eficiente.

División 1. No se deben instalar.

División 2. No se deben instalar, a menos que se encuentren dentro de un recinto con puertas de cierre automático y con ventilación positiva, tomada de un área no peligrosa.

8.2.21 Motores y generadores.

8.2.21.1 División 1. En áreas Clase 1, División 1 los equipos rotatorios como motores y generadores deben ser aprobados para áreas Clase 1, División 1, del tipo a prueba de explosión o del tipo totalmente cerrado con ventilación de presión positiva tomada de una fuente de aire libre de gases y con descarga a un área segura, el control de la máquina debe tener un arreglo tal que la misma no sea energizada hasta que la ventilación haya sido establecida y la cubierta haya sido purgada con un mínimo de 10 volúmenes de aire y contar con un arreglo tal que se desenergice automáticamente el equipo cuando el suministro de aire libre de gases falle o del tipo totalmente cerrado lleno de gas inerte, suministrado por una fuente confiable de gas inerte y con

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS Y SELECCIÓN DE EQUIPO ELÉCTRICO</p>	<p>No. de Documento NRF-036-PEMEX-2003 Revisión: 0 PÁGINA 35 DE 92</p>
--	---	---

dispositivos para asegurar una presión positiva dentro de la cubierta y para lograr que automáticamente se desenergice el equipo cuando el suministro de gas falle.

8.2.21.2 Los motores del tipo totalmente cerrado, no deben tener superficies externas con una temperatura de operación en grados celsius que excedan del 80% de la temperatura de ignición del gas o vapor peligrosos involucrado. Se deben proveer dispositivos adecuados para detectar si hay un incremento en la temperatura por encima de los límites establecidos y desenergizar automáticamente el motor, o proveer de una alarma adecuada. El equipo auxiliar debe ser de un tipo aprobado para el lugar que se instale.

8.2.21.3 No deben taladrarse las paredes de la caja de conexiones, la cubierta del estator, ni los soportes de los baleros, aun cuando fuesen taponados después, ya que constituyen una fuga potencial y una explosión interna los puede romper, debido al debilitamiento de material o forzar la flama a través de ellos.

8.2.21.4 División 2. En áreas Clase 1, División 2, los motores generadores y otras máquinas rotatorias que contengan contactos deslizantes, mecanismos de interrupción del tipo centrífugo o de otro tipo (incluyendo dispositivos de sobrecorriente o sobre temperatura de motores) o dispositivos con resistencias integradas, deben ser del tipo aprobado para lugares Clase 1, División 1, a menos que tales dispositivos o mecanismos se encuentren dentro de cubiertas aprobadas para lugares Clase I, División 2. Cuando operen a tensión nominal, la superficie expuesta de los aparatos calefactores usados para prevenir la condensación de mezclas durante cortos períodos no deben exceder de 80% de la temperatura de ignición en grados celsius del gas o vapor que lo rodea.

8.2.21.5 Los motores que no contengan escobillas, mecanismos de interrupción o dispositivos similares que produzcan arcos, tales como motores de inducción de jaula de ardilla, pueden ser abiertos o del tipo cerrado que no sea a prueba de explosión.

8.2.22 Luminarias.

8.2.22.1 División 1.

8.2.22.1.1 En áreas Clase 1, cada luminaria fija o portátil debe ser del tipo aprobada para lugares Clase I, División 1 y tener marcada claramente la máxima capacidad de la lámpara con que puede operar.

8.2.22.1.2 Cada luminaria fija debe estar protegida contra daño mecánico por medio de un resguardo adecuado o por su propia ubicación.


8.2.22.1.3 Las luminarias de tipo colgante deben soportarse con tubo metálico rígido tipo pesado, en el que las uniones roscadas estén provistas de medios efectivos para evitar que se aflojen. Si se requiere colgar una luminaria por medio de tubo o más de 30 cm de la caja de salida, el tubo debe fijarse rígidamente a una distancia no mayor de 30 cm de la luminaria para evitar oscilaciones excesivas, o bien tener flexibilidad de movimiento por medio de un accesorio o conector aprobado para el propósito y para lugares Clase I, División 1, que se coloque a no más de 30 cm de la caja de salida, como se observa en la figura No. 42.

Para el caso de equipo construido bajo la técnica de seguridad aumentada, su alimentación debe hacerse mediante el uso de tubería (conduit), tipo pesada.

8.2.22.1.4 Las cajas o accesorios usados para soportar luminarias deben estar aprobadas para tal propósito y para lugares Clase I, División 1.

8.2.22.2 División 2.

8.2.22.2.1 Las luminarias portátiles deben cumplir con lo indicado en 8.2.22.1.1

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS Y SELECCIÓN DE EQUIPO ELÉCTRICO</p>	<p>No. de Documento NRF-036-PEMEX-2003</p> <p>Revisión: 0</p> <p>PÁGINA 36 DE 92</p>
--	---	---

8.2.22.2.2 Las luminarias fijas deben estar protegidas contra daño mecánico por medio de resguardos adecuados o por su propia ubicación. Estas luminarias deben tener cubiertas u otros medios efectivos para evitar que se puedan encender concentraciones localizadas de gases o vapores inflamables cuando existe riesgo de que se desprendan chispas o metal calientes de las lámparas o luminarias.

8.2.22.2.3 Las luminarias deben de ser a prueba de vapor, excepto cuando las lámparas alcancen en su exterior temperaturas que excedan el 80% de la temperatura en grados Kelvin de ignición del gas o vapor que las rodea, en cuyo caso serán a prueba de explosión, la temperatura máxima registrada, se muestra en la tabla No. 5.

T A B L A No. 5 CLASIFICACION DE LUMINARIAS CLASE 1, GRUPO "D"

LUMINARIAS A PRUEBA DE EXPLOSION		TIPO DE AREA	TEMP. MAXIMA EXTERIOR K (° C) *ZONA MEDIA DEL GLOBO O ZONA CENTRAL DEL CRISTAL REFLEC.		TEMPERATURA MAXIMA REGISTRADA K (° C)		TEMPERATURA DE OPERACIÓN NORMALIZADA
TIPO	WATTS		K	(° C)	K	(° C)	
Vapor de mercurio	175	Peligrosa	376.15	103	530.15	257.5	T2 B/260
	250	Peligrosa	383.15	110	548.15	275	T2 A/280
	400	Peligrosa	432.15	159	584.15	311.5	T1 /450
	175	Peligrosa	384.15	111	507.15	234	T2 B/260
	250	Peligrosa	386.15	113	550.15	277	T2 A/280
	400	Peligrosa	427.15	154	599.15	326	T1 /450
Vapor de sodio alta presión	70	Peligrosa	337.15	64	426.15	153	T3 C/160
	100	Peligrosa	344.15	71	456.15	183	T3 /200
	150	Peligrosa	366.65	93.5	504.15	231	T2 B/260
	260	Peligrosa	387.65	114.5	597.15	324	T1 /450
Aditivos metálicos	400	Peligrosa	422.15	149	571.65	298.5	T2 /300


8.2.22.2.4 Los apagadores que formen parte integral de las luminarias o portalámparas y el equipo de arranque y control para lámparas de descarga eléctrica debe cumplir con lo indicado en el inciso 8.2.15, para la División 2.

8.2.22.2.5 Las luminarias de tipo colgante deben soportarse con tubo metálico rígido tipo pesado o semipesado o por otros medios adecuados.

Si se requiere colgar una luminaria por medio de tubos a más de 30 cm de la caja de salida, el tubo debe fijarse rígidamente a una distancia no mayor de 30 cm de la luminaria para evitar oscilaciones excesivas, o bien tener flexibilidad de movimiento por medio de un accesorio o conector adecuado para tal propósito, que se coloque a no más de 30 cm de la caja de salida.

8.2.23 Extensiones de alumbrado.

División 1. Las extensiones de alumbrado deben ser del tipo a prueba de explosión y consisten de una lámpara de este tipo, con una guarda que la proteja de daño físico, cable para "uso rudo" que contenga, además de los conductores del circuito, un conductor de tierra para las partes metálicas de la lámpara y de la clavija en el extremo del cable la cual debe ser a prueba de explosión.

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS Y SELECCIÓN DE EQUIPO ELÉCTRICO</p>	<p>No. de Documento NRF-036-PEMEX-2003 Revisión: 0 PÁGINA 37 DE 92</p>
--	---	---

8.2.24 Equipo portátil.

Divisiones 1 y 2. Los equipos eléctricos portátiles, como máquinas de soldar, calentadores y estufas eléctricas, deben suministrarse para que trabajen fuera de las áreas peligrosas; a menos que sean del tipo a prueba de explosión, o que los dispositivos o contactos capaces de producir arco eléctrico o altas temperaturas se encuentren encerrados en cajas de este tipo, o sumergido en aceite.

Cuando se conecten a receptáculos localizados dentro de las áreas peligrosas, la clavija y el cable deben estar de acuerdo con lo especificado para uso en estas áreas.

8.2.25 Herramientas. Debido a que las caídas o golpes accidentales de las herramientas portátiles producen chispas, su uso debe restringirse dentro de las áreas peligrosas. Si se usan éstas debe ser de material antichispa, como aluminio y bronce o latón.

8.2.26 Alambrado en áreas Clase 1, Zona 0, Zona 1 y Zona 2.

Métodos permitidos de alambrado (de acuerdo con el artículo 505, inciso 505-15, de la NOM-001-SEDE-1999).

8.2.26.1 Áreas Clase 1, Zona 0.

- a) Alambrado intrínsecamente seguro.
- b) Tubería (conduit) metálica rígida, tipo pesado, roscada, grado de calidad A, de acuerdo a la norma NOM-B-208- última edición, en la tubería (conduit) únicamente se permiten circuitos no-inflamables o intrínsecamente seguros, las cajas de conexiones y los accesorios deben ser a prueba de explosión, la instalación de sellos debe estar de acuerdo con el artículo 501, inciso 501-5 a), c), d) de la NOM-001-SEDE-1999).
- c) Cable de fibra óptica no conductora.

8.2.26.2 Áreas Clase 1, Zona 1

Se pueden utilizar los métodos de alambrado permitidos para áreas Clase 1, División 1 y áreas Clase 1, Zona 0.

8.2.26.3 Áreas Clase 1, Zona 2.

Se pueden utilizar los métodos de alambrado permitidos para áreas Clase 1, División 2 Clase 1, División 1 y áreas Clase 1, Zona 0 y Clase 1, Zona 1.

8.2.27 Equipo en áreas Clase 1, Zona 0, Zona 1 y Zona 2.


Equipo permitido (de acuerdo con el artículo 505, inciso 505-20, de la NOM-001-SEDE-1999).

8.2.27.1 Áreas Clase 1, Zona 0.

Se permite únicamente el equipo aprobado y marcado específicamente como adecuado para dicha área.

8.2.27.2 Áreas Clase 1, Zona 1.

Se permite únicamente el equipo aprobado y marcado específicamente como adecuado para dicha área.

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS Y SELECCIÓN DE EQUIPO ELÉCTRICO</p>	<p>No. de Documento NRF-036-PEMEX-2003 Revisión: 0 PÁGINA 38 DE 92</p>
--	---	---

(Excepción: Se permite también, el equipo aprobado para áreas Clase 1, División 1 o Clase 1, Zona 0, del mismo grupo y marcado de temperatura similar)

8.2.27.3 Áreas Clase 1, Zona 2.

Se permite únicamente el equipo aprobado y marcado específicamente como adecuado para dicha área.

(Excepción: Se permite también, el equipo aprobado para áreas Clase 1, División 1 o División 2 o Clase 1, Zona 0 o Zona 1, del mismo grupo y marcado de temperatura similar).

8.2.28 Marcado y aprobado de equipo en áreas Clase 1, Zona 0, Zona 1 y Zona 2.

8.2.28.1 Aprobado. El equipo aprobado para áreas Zona 0, se permite utilizar en áreas Zona 1 o Zona 2 del mismo grupo. El equipo aprobado para áreas Zona 1, se permite utilizar en áreas Zona 2 del mismo grupo.

8.2.28.2 Marcado. El equipo debe marcarse indicando: la Clase, la Zona, el Grupo (gas o vapor) y clase de temperatura, referida a una temperatura ambiente de 40 ° C.

La clase de temperatura marcada en el equipo debe cumplir con lo indicado en la Tabla No. 6

T A B L A No. 6 Clasificación de Temperatura máxima superficial para equipos eléctricos.						
GRUPO II						
Clase de temperatura	T1	T2	T3	T4	T5	T6
Máxima Temperatura Superficial (°C)	≤ 450	≤ 300	≤ 200	≤ 135	≤ 100	≤ 85

8.3 Extensión de las áreas peligrosas en instalaciones costa afuera (Perforación, Producción y Compresión).


8.3.1 Piso de torre de perforación y área de subestructura.

8.3.1.1 En torres de perforación sobre plataformas costa afuera con pozos de producción en un área adecuadamente ventilada debajo de la cubierta de la plataforma de perforación, se considera como área de la División 1 desde el centro inferior del niple campana que acopla la tubería de perforación hasta una distancia de 1.50 m y una extensión de un área de la División 2 de 1.5 m de distancia en todas direcciones. Un área de la División 2 a partir del centro del preventor de 3 m de distancia en todas direcciones como se ilustra en la figura No. 44.

8.3.1.2 Cuando se cuenta con varios pozos de producción en área adecuadamente ventilada el múltiple de válvula se clasifica como área División 2 desde el centro de la parte superior de la válvula hasta una distancia de 3 m en todas direcciones, así mismo un área División 2 desde la parte inferior del centro de la brida del múltiple de la válvula hasta una distancia de 3 m en todas direcciones, como se muestra en la figura No. 44.

8.3.1.3 Cuando los múltiples de válvulas de los pozos de producción están ubicados en áreas confinadas inadecuadamente ventiladas, debe considerarse como un área de la División 1 hasta la extensión limitada por el área confinada, rodeada por otra área División 2 de 3 m de distancia alrededor de la parte exterior del área confinada como se muestra en la figura No. 45.

Al pasar la tubería del múltiple de la válvula de un área cerrada inadecuadamente ventilada a otra libremente ventilada a través de la cubierta de plataforma donde exista salida de vapor inflamable, se considera un área de la División 2 desde el punto de salida del vapor inflamable hasta una distancia de 3 m en todas direcciones como se muestra en la figura No. 45.

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS Y SELECCIÓN DE EQUIPO ELÉCTRICO</p>	<p>No. de Documento NRF-036-PEMEX-2003</p> <p>Revisión: 0</p> <p>PÁGINA 39 DE 92</p>
--	---	---

8.3.2 Tanque de almacenamiento de líquidos combustibles.

8.3.2.1 En un tanque de almacenamiento sin calentamiento para líquidos combustibles (Diesel y combustible para avión), ubicado en un área libremente ventilada se clasifica como área División 1 dentro del tanque a partir de la superficie del líquido extendiéndose hasta las paredes y techo del tanque, y como área División 2 alrededor del venteo o respiradero, hasta una distancia de 0.5 m en todas direcciones como se ilustra en la figura No. 46.

El área interior de la tubería de venteo del tanque se clasifica como División 1.

8.3.2.2 En áreas cerradas que contengan tanques de almacenamiento para líquidos combustibles, sin calentamiento se considera como área no peligrosa cuando todos los venteos están fuera del área confinada.

8.3.3 Lanzador o receptor de diablos.

8.3.3.1 El área alrededor de la instalación de un lanzador o receptor de diablos en un área libremente ventilada, se clasifica como área División 1 desde el centro de la tapa del lanzador de diablos hasta una distancia de 1.5 m en todas direcciones, rodeada por otra área de la División 2 de 1.5 m de distancia en todas direcciones como se muestra en la figura No. 47.

8.3.3.2 Cuando el lanzador o receptor de diablos está en un local cerrado adecuadamente ventilado, se considera como área División 1 desde el centro de la tapa del lanzador de diablos hasta una distancia de 1.5 m en todas direcciones, rodeada de un área División 2 abarcando todo el interior del local.

8.3.3.3 Cuando el lanzador o receptor está en un local cerrado inadecuadamente ventilado, se considera como área División 1 todo el interior del local.

8.3.4 Colector de aceite.

8.3.4.1 El espacio interior de un colector de aceite que puede contener líquidos inflamables, localizado en un lugar libremente ventilado se considera como área División 1 desde la superficie exterior del líquido inflamable hasta el nivel de piso y a partir de éste se considera un área División 2 extendiéndose una distancia "D" hasta 3 m como máximo al exterior del colector en dirección horizontal y vertical como se ilustra en la figura No. 48.


8.3.5 Tanque de lodo.

8.3.5.1 Un tanque de lodo localizado en un área libremente ventilada se clasifica como área División 1 dentro del tanque a partir de la superficie del contenido hasta el límite superior del tanque, y a partir de este límite se considera un área División 2 extendiéndose una distancia de 3 m de la superficie exterior del tanque hacia arriba y hacia los lados del tanque, como se muestra en la figura No. 49.

8.3.5.2 Cuando un tanque de lodo de techo abierto está en un local cerrado o semi-cerrado adecuadamente ventilado, se clasifica como área División 1 dentro del tanque a partir de la superficie del contenido hasta el límite superior del tanque, adicionalmente se considera un área División 2 hasta la extensión limitada por el local cerrado como se muestra en la figura No. 50.

8.3.6 Fosa de lodos (tanque de sedimentos).

8.3.6.1 Una fosa de lodos abierta en un área libremente ventilada, instalada antes del separador lodo-gas (desgasificador), se clasifica como área División 1 a partir de la superficie del lodo una distancia de 3 m hacia arriba y 1.5 m hacia los lados y parte inferior del tanque, rodeada por otra área de la División 2 de 1.5 m de distancia en todas direcciones como se muestra en la figura No. 51.

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS Y SELECCIÓN DE EQUIPO ELÉCTRICO</p>	<p>No. de Documento NRF-036-PEMEX-2003</p> <p>Revisión: 0</p> <p>PÁGINA 40 DE 92</p>
--	---	---

8.3.6.2 Una fosa de lodos abierta en un área cerrada adecuadamente ventilada, instalada antes del separador lodo-gas (desgasificador) se clasifica como área División 1 a partir de la superficie del lodo y de la fosa extendiéndose en todo el interior del local como se muestra en la figura No. 52.

8.3.6.3 Una fosa de lodos abierta en un área libremente ventilada instalada abajo del flujo del separador lodo-gas (desgasificador) se clasifica como área División 1 a partir de la superficie del lodo hasta la extensión de la fosa abierta, y a partir de ésta se considera un área División 2 hacia la parte superior, lados y parte inferior del tanque una distancia de 1.5 m, como se muestra en la figura No. 53.

8.3.6.4 Una fosa de lodos abierta en un área cerrada adecuadamente ventilada, instalada abajo del flujo del separador lodo-gas (desgasificador) se clasifica como área División 1 a partir de la superficie del lodo hasta la extensión de la fosa abierta, y a partir de esta se considera un área División 2 en todo el interior del área cerrada como se muestra en la figura No. 54.

8.3.7 Cernidor de sólidos de lodo.

8.3.7.1 Un cernidor de sólidos de lodo en un local libremente ventilado se clasifica como un área División 1 desde la superficie exterior del cernidor hasta una distancia de 1.5 m, en todas direcciones, rodeado por otra área División 2 de 1.5 m de distancia como se muestra en la figura No. 55.

8.3.7.2 Un cernidor de sólidos de lodo en un local cerrado o semi-cerrado adecuadamente ventilado se clasifica como área División 1 desde la superficie exterior del cernidor hasta la extensión limitada por el área cerrada o semi-cerrada como se muestra en la figura No. 56.

8.3.8 Desarenador de lodos.

8.3.8.1 Un desarenador de lodos instalado en un local libremente ventilado se clasifica como área División 2 desde el extremo inferior del equipo hasta una distancia de 1.5 m en todas direcciones limitada por el nivel de piso terminado, como se muestra en la figura No.57.


8.3.8.2 Un desarenador de lodos en un local cerrado o semi-cerrado adecuadamente ventilado se clasifica como área División 2 en todo el interior del área cerrada o semi-abierta, como se muestra en la figura No. 58.

8.3.9 Pozo de producción con bombeo eléctrico sumergible con fosa de contención.

8.3.9.1 Los pozos de producción de petróleo crudo con bomba impulsada con motor eléctrico sumergible cuyo cabezal se encuentre en una fosa, se considera como área División 1 dentro de la fosa y un área División 2 alrededor del pozo que se extiende a 0.50 m de altura sobre el nivel de piso, extendiéndose hasta 3 m en forma horizontal a partir de los límites interiores del pozo y 1.50 m a partir del centro del conduit que va hacia la caja de conexiones o controlador del motor, en todas direcciones extendiéndose hasta el piso, como se ilustra en la figura No. 59.

8.3.10 Pozo de producción con bombeo eléctrico sumergible sin fosa de contención.

8.3.10.1 Los pozos de producción de petróleo crudo con bomba impulsada con motor eléctrico, sin fosa de contención se clasifica como área División 2 a partir del centro del conduit que va hacia la caja de conexiones o controlador del motor hasta una distancia de 1.5 m en todas direcciones extendiéndose hasta el nivel de piso terminado, además 0.50 m de altura sobre el nivel de piso terminado extendiéndose hasta 3 m en forma horizontal alrededor del pozo, como se ilustra en la figura No. 60.

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS Y SELECCIÓN DE EQUIPO ELÉCTRICO</p>	<p>No. de Documento NRF-036-PEMEX-2003 Revisión: 0 PÁGINA 41 DE 92</p>
--	---	---

8.3.11 Lineamientos para elaborar el documento de Clasificación de Áreas Peligrosas.

Se deberá suministrar el plano mostrando la clasificación de áreas peligrosas de acuerdo al Anexo 13.1 en donde se presentan los pasos a seguir para elaborar dicho documento.

8.3.12 Ejemplo de aplicación.

En el Anexo 13.2 se muestra un ejemplo de un plano típico para la Clasificación de Áreas Peligrosas para los equipos ilustrados.

9. RESPONSABILIDADES.

9.1 De Petróleos Mexicanos, y Organismos Subsidiarios. Vigilar la aplicación de esta norma de referencia, en las actividades de diseño, para la Clasificación de Áreas Peligrosas para la selección de equipo Eléctrico y Electrónico en las instalaciones Petroleras.

9.2 Subcomité Técnico de Normalización. Promover el conocimiento de esta norma de referencia entre las áreas usuarias de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, firmas de ingeniería y prestadores de servicios, involucrados en los nuevos diseños, adaptaciones o modificaciones a las instalaciones existentes de los procesos industriales de PEMEX.

9.3 La verificación del cumplimiento de esta norma de referencia, debe ser por la entidad usuaria correspondiente.

9.4 Firmas de ingeniería y prestadores de servicios. Cumplir con los requerimientos especificados en esta norma de referencia.

10. CONCORDANCIA CON NORMAS MEXICANAS E INTERNACIONALES.

La presente norma de referencia tiene concordancia parcial con las Normas Mexicanas NOM-001 SEDE 1999. Aclaración en el 2000 "Instalaciones Eléctricas (Utilización)", con la norma internacional IEC – 79-10-1995.

11. BIBLIOGRAFÍA.

11.1 NORMA API-RP-500 - 1997/1998 "Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class 1, Division 1 and Division 2." Practicas recomendadas para Instalaciones Eléctricas en Áreas Clasificadas como Clase 1, División 1 y División 2, en Instalaciones de Proceso del Petróleo.

11.2 Norma ANSI C80.5 –1994 "Aluminum rigid conduit". Tubería rígida de aluminio.

11.3 ANSI/ISA – TR12.24.01 1998, (IEC –79-10) "Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations Classified as Class 1, Zone 0, Zone 1 or Zone 2.", Practicas recomendadas para Instalaciones Eléctricas en Áreas Clasificadas como Clase 1, Zona 0, Zona 1, o Zona 2.

11.4 Norma NFPA-30 - 1996 edition "Flamable and Combustible Liquids Code." Código de Líquidos Inflamables y Combustibles.

11.5 Norma NFPA-70 - 2002 edition "National Electrical Code." NEC, Código Nacional Eléctrico.

11.6 NORMA NFPA -496 -1998 "Purged Pressurized Enclosures for Electrical Equipment Norma para Presurizar y purgar áreas cerradas para Instalación de Equipo Eléctrico.

11.7 NORMA NFPA -497 - 1997 "Recommended Practice for the Classification of Flammable Liquids, Gases, or Vapors and of Hazardous (Classified) Locations for Electrical Installations in Chemical Process Areas.", Practicas recomendadas para la clasificación de líquidos, gases o vapores Inflamables y de Áreas Peligrosas para Instalaciones Eléctricas en áreas de procesos químicos.

12. FIGURAS.

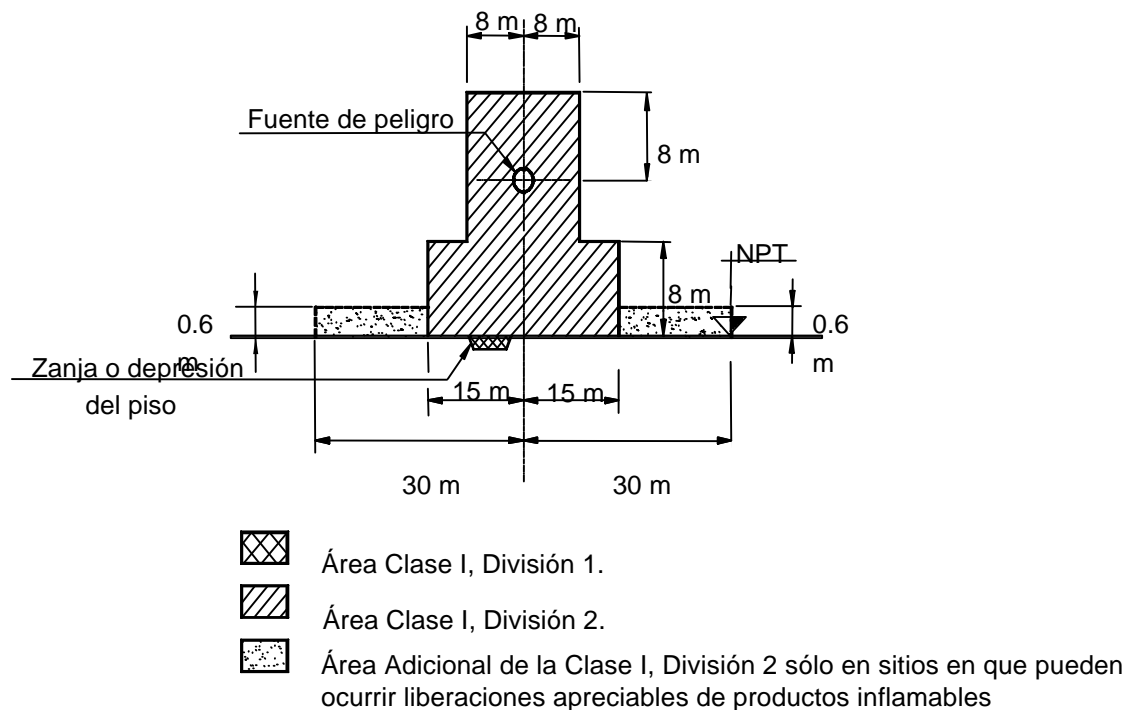


Figura No. 1 Áreas peligrosas en sitios libremente ventilados ó a la intemperie, en que se manejan productos más pesados que el aire.

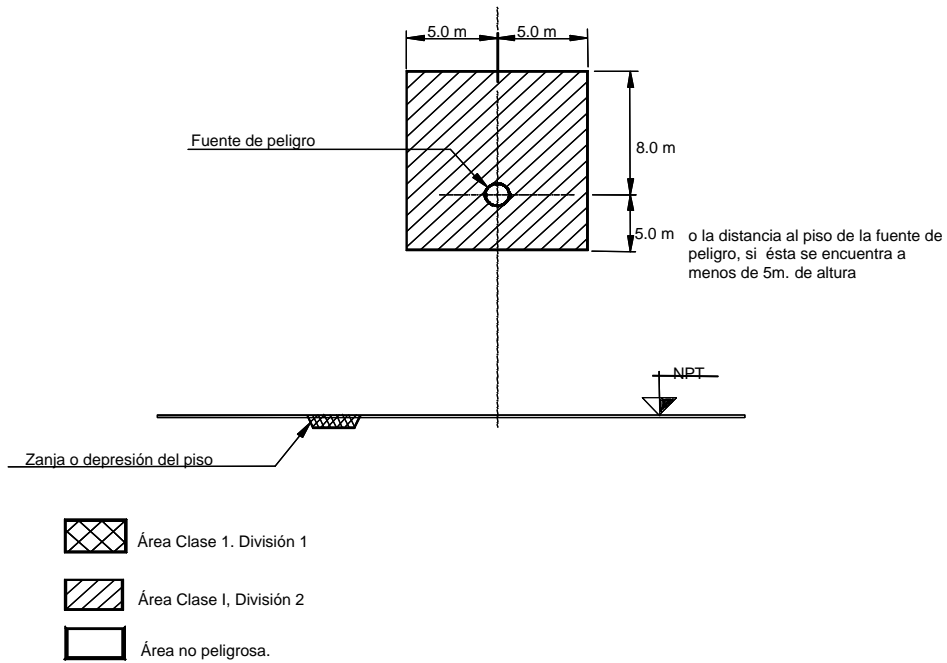


Figura No. 2 Áreas peligrosas en sitios libremente ventilados ó a la intemperie, en que se manejan productos mas ligeros que el aire.

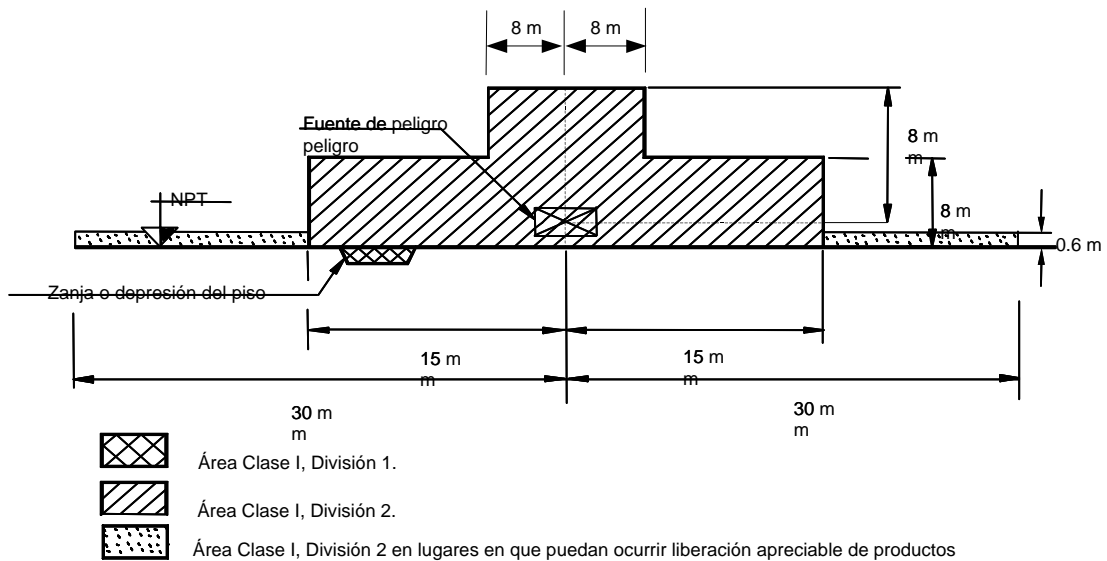


Figura No. 3 Áreas peligrosas en lugares libremente ventilados, en que se manejan productos más pesados que el aire.

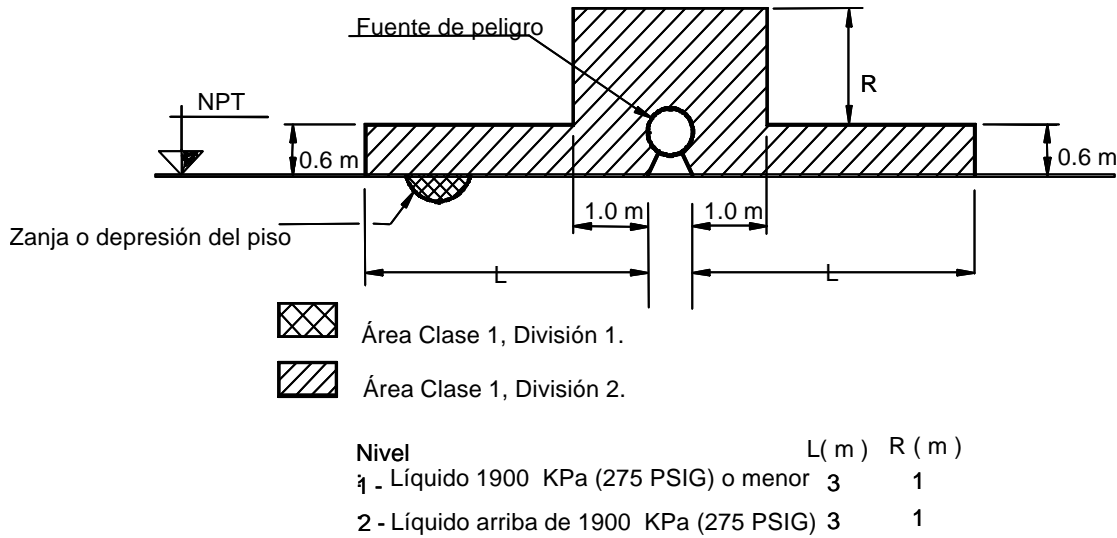


Figura No. 4 Áreas peligrosas en tuberías con válvulas, bridas, dispositivos de vaciado medidores y otros dispositivos similares de instrumentación que manejan líquidos inflamables, instalados en lugares a la intemperie.

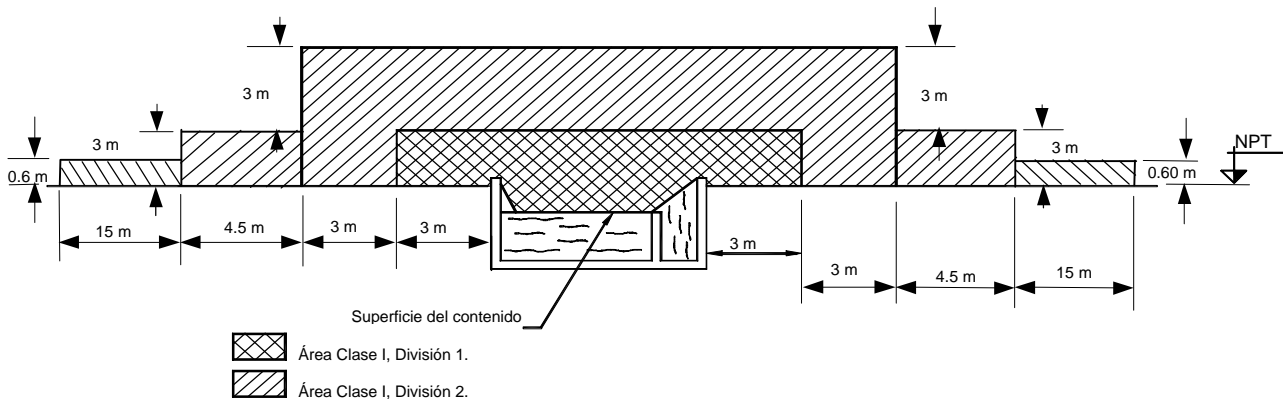


Figura No. 5 Áreas peligrosas en trampas recuperadas de hidrocarburos y tinas abiertas.

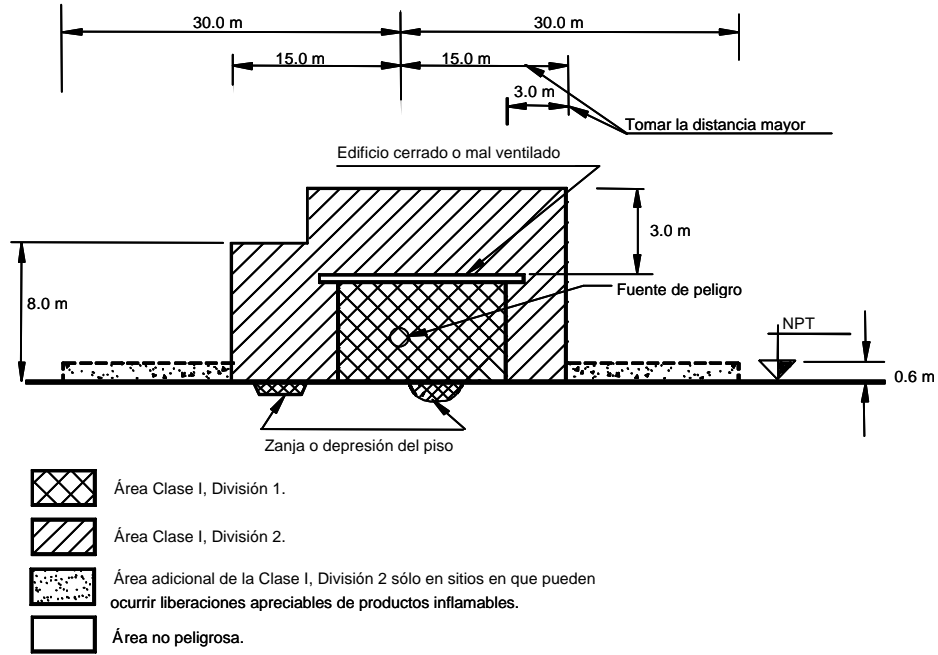


Figura No. 6 Áreas peligrosas en locales mal ventilados en donde se manejan productos mas pesados que el aire.

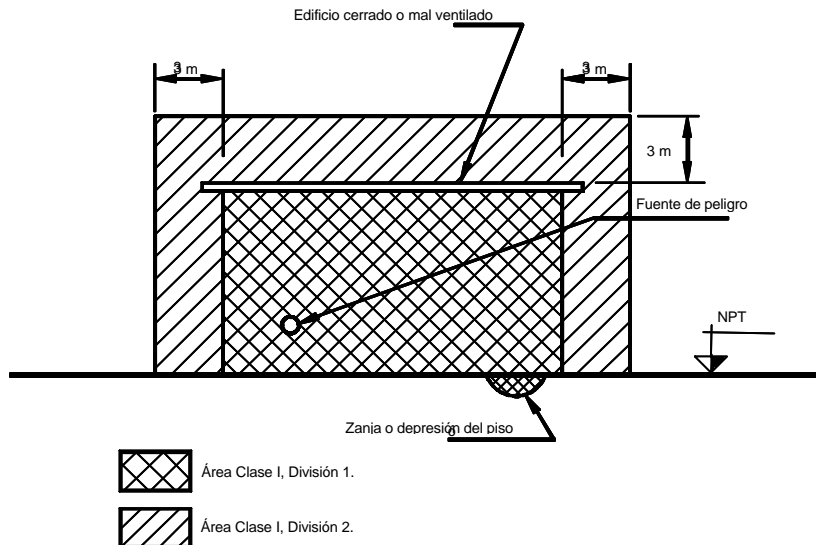


Figura No. 7 Áreas peligrosas en locales mal ventilados en donde se manejan productos mas ligeros que el aire.

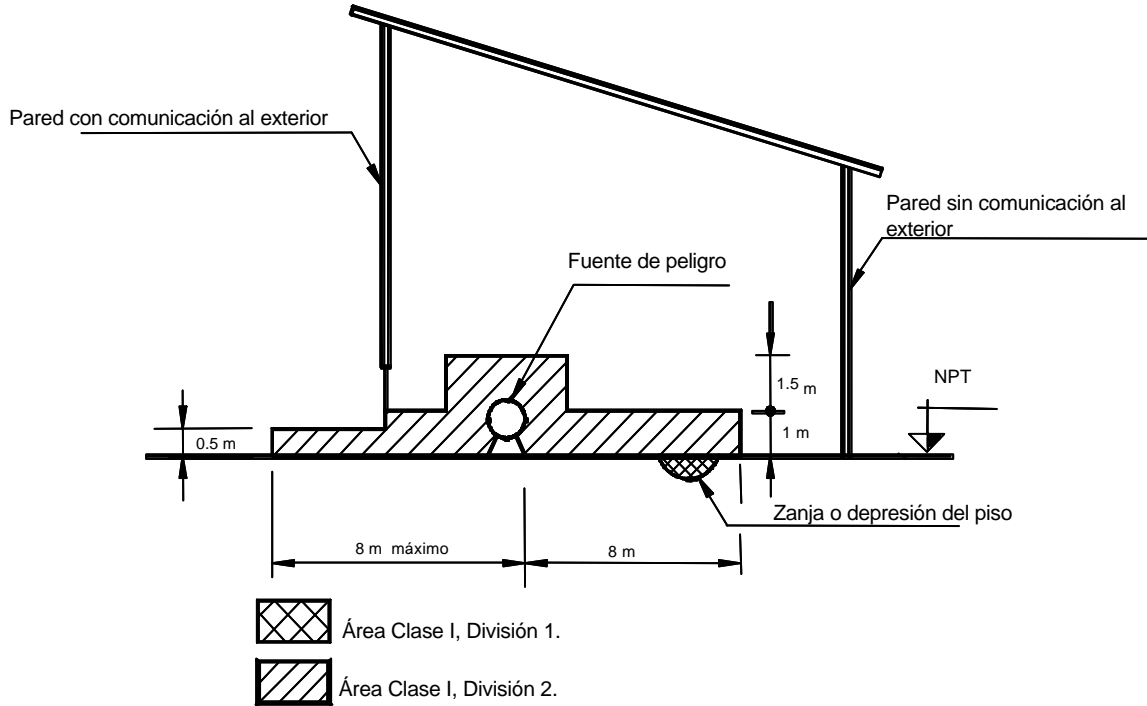


Figura No. 8 Áreas peligrosas en las bombas, dispositivos de vaciado, medidores y otros dispositivos similares de líquidos inflamables instalados en locales libremente ventilados.

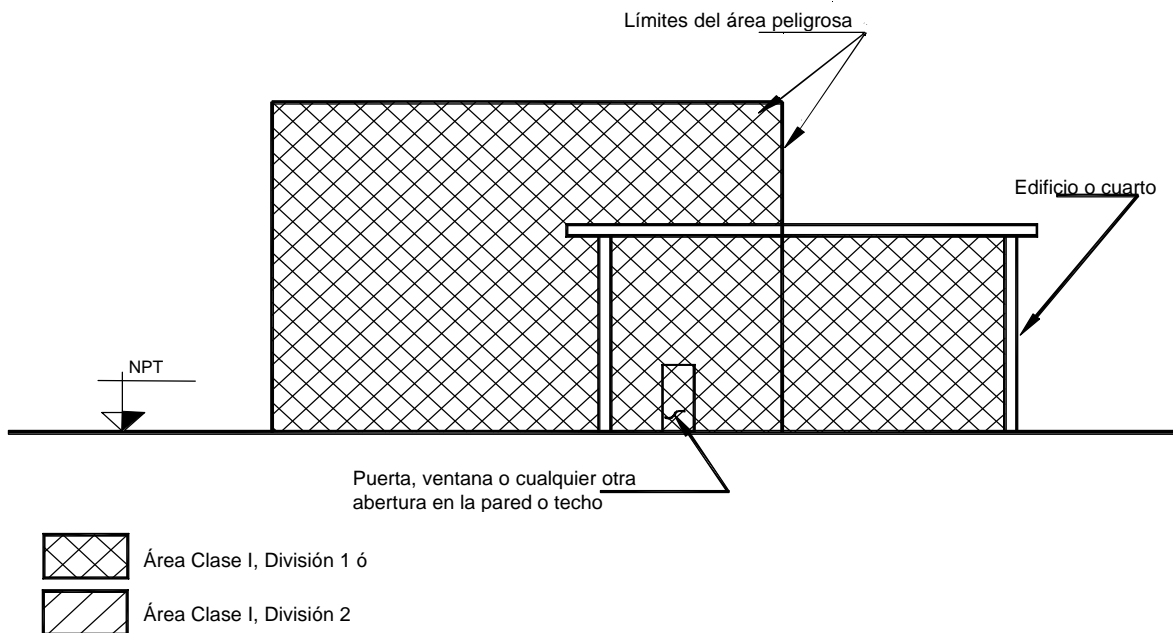


Figura No. 9 Edificios con coberturas localizados dentro de áreas peligrosas.

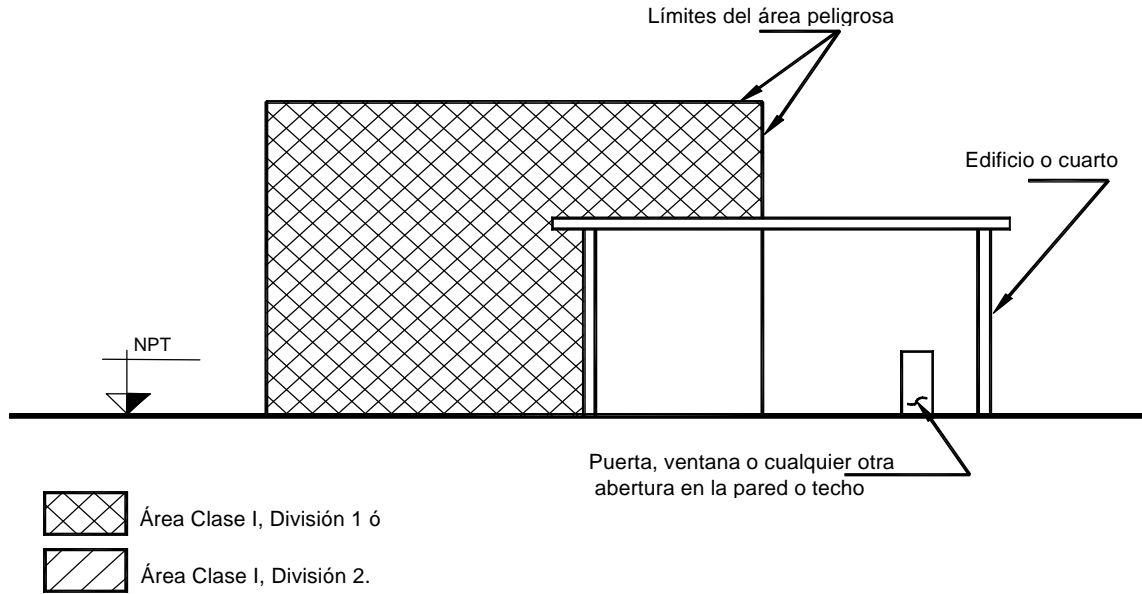


Figura No. 10 Edificios sin aberturas, localizados dentro de áreas peligrosas.

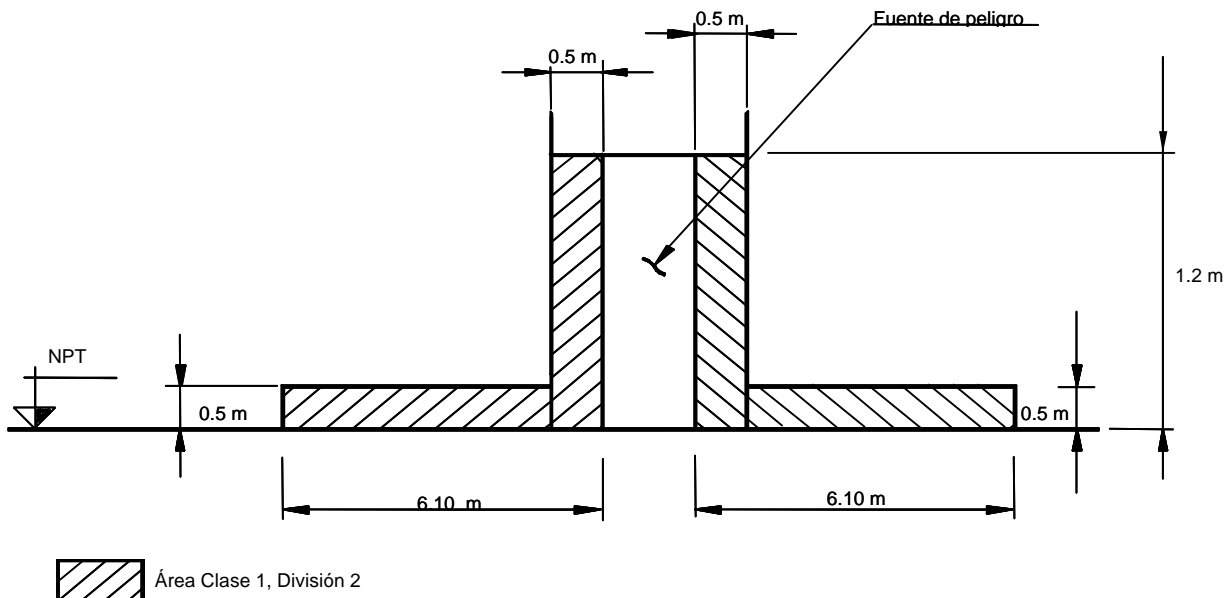
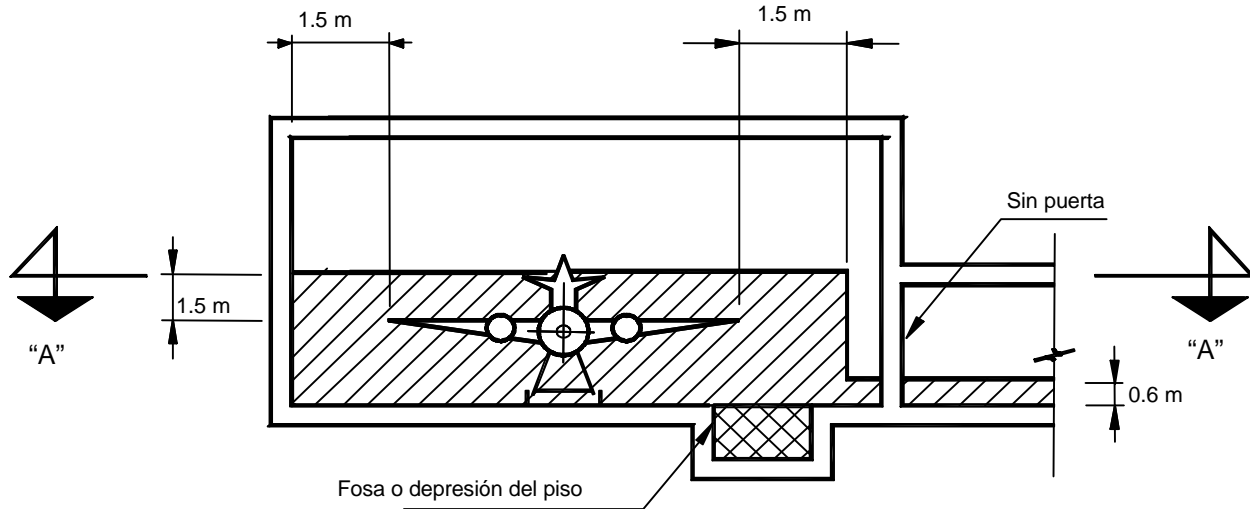



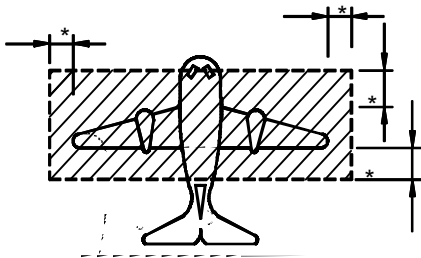
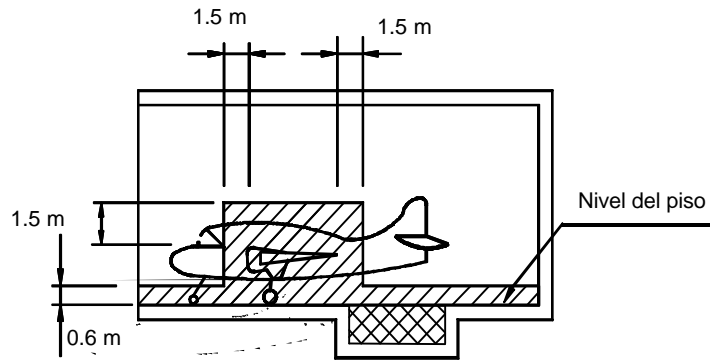


Figura No. 11 Áreas peligrosas en instalaciones para distribuir al menudeo productos que desprendan gases inflamables.



-  Área Clase I, División 1
-  Área Clase I, División 2.
-  Área no peligrosa.



* 15 m De cualquier superficie exterior de las alas, motores, tanques o estructuras que contenga combustible

Vista "AA"

Figura No. 12 Áreas peligrosas en hangares.

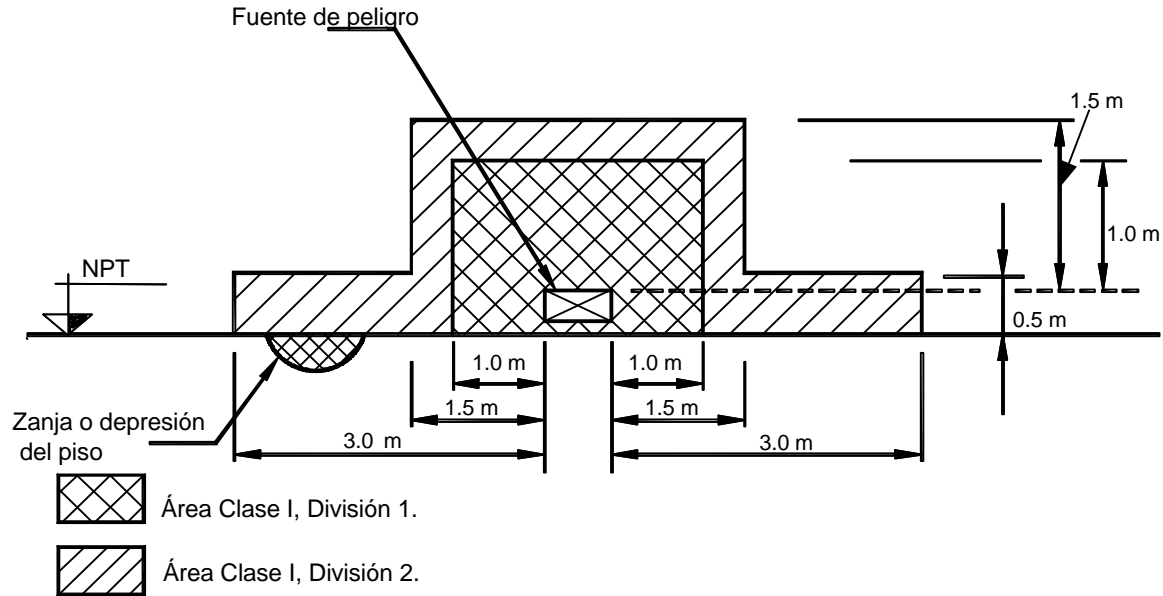


Figura No. 13 Áreas peligrosas en llenaderas de recipientes portátiles o tambores en sitios al exterior, o en lugares interiores con ventilación adecuada.

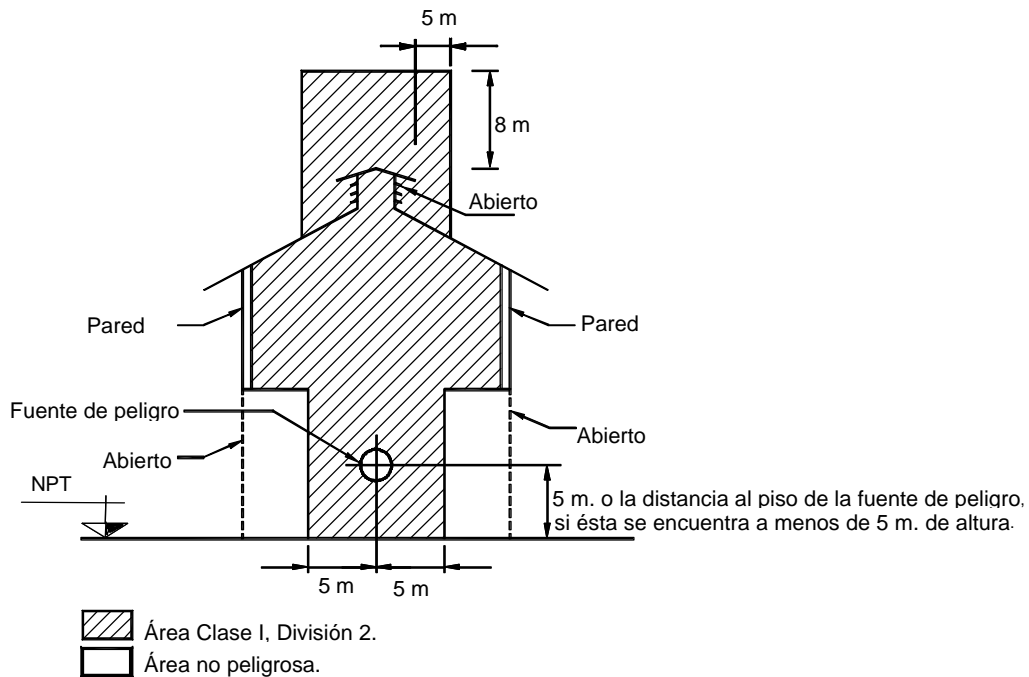


Figura No. 14 Áreas peligrosas en cobertizos para compresoras libremente ventilados, con ventilación en la parte superior, en donde se encuentran vapores ó gases más ligeros que el aire.

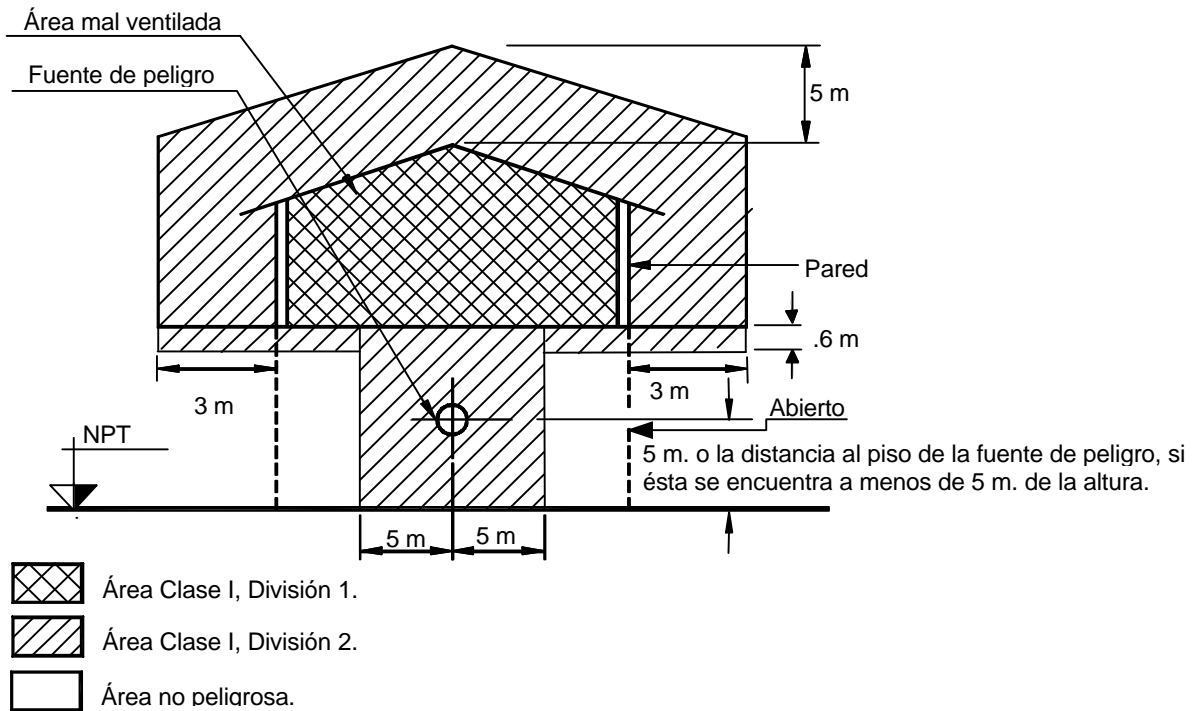
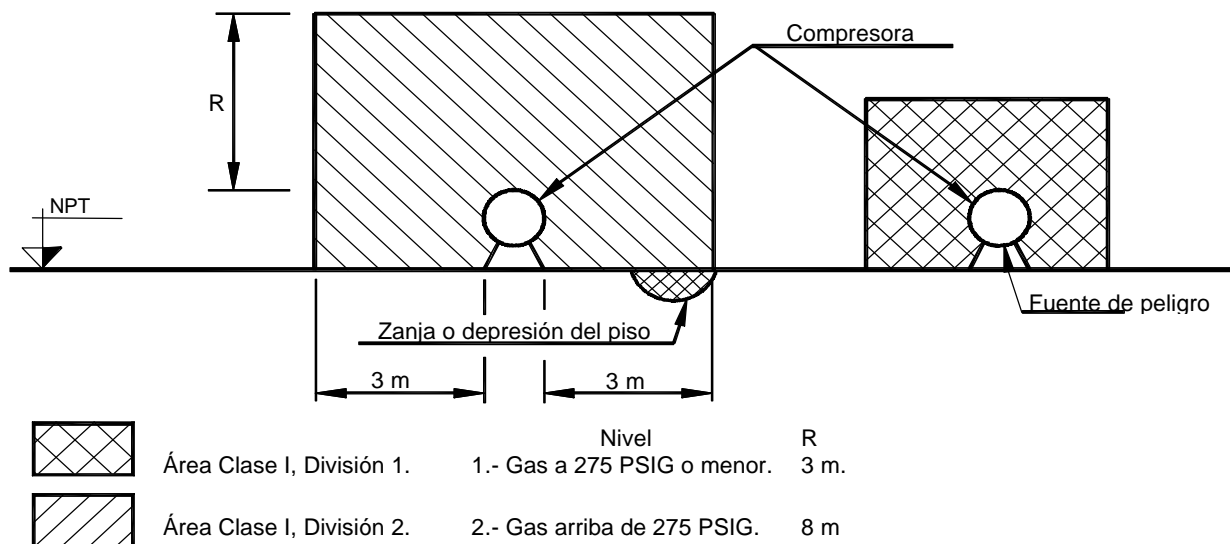


Figura No. 15 Áreas peligrosas en cobertizos para compresoras inadecuadamente ventilados, en donde se encuentran vapores ó gases más ligeros que el aire.



Figuras Nos. 16 (derecha) y 16A (izquierda) Áreas peligrosas en compresoras u otras fuentes que manejan gases inflamables instalados a la intemperie.

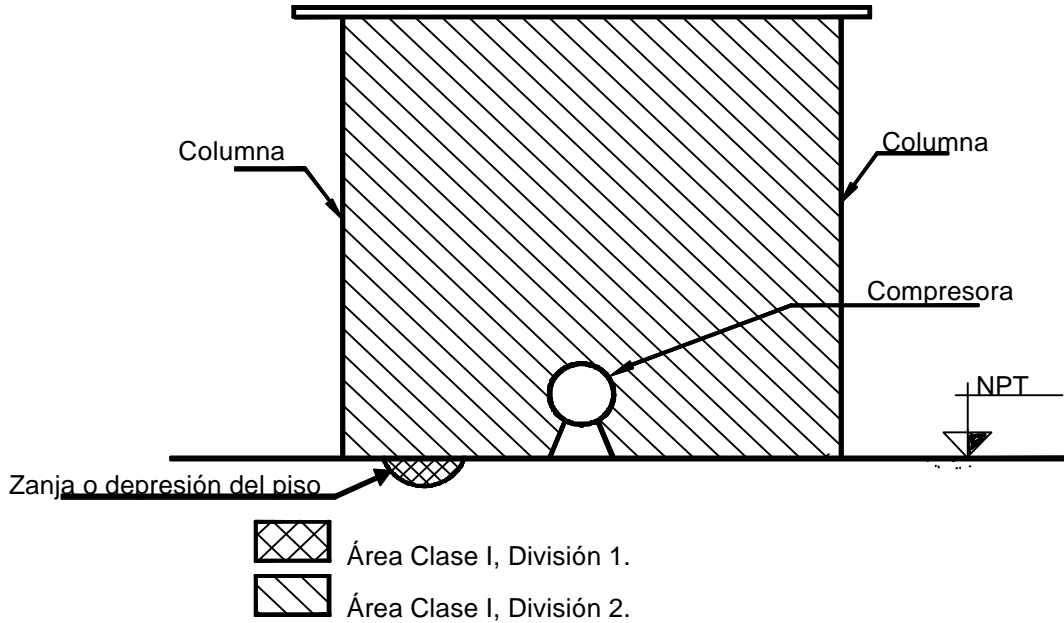


Figura No. 17 Áreas peligrosas en compresoras instaladas en estructuras techadas sin paredes, libremente ventiladas.

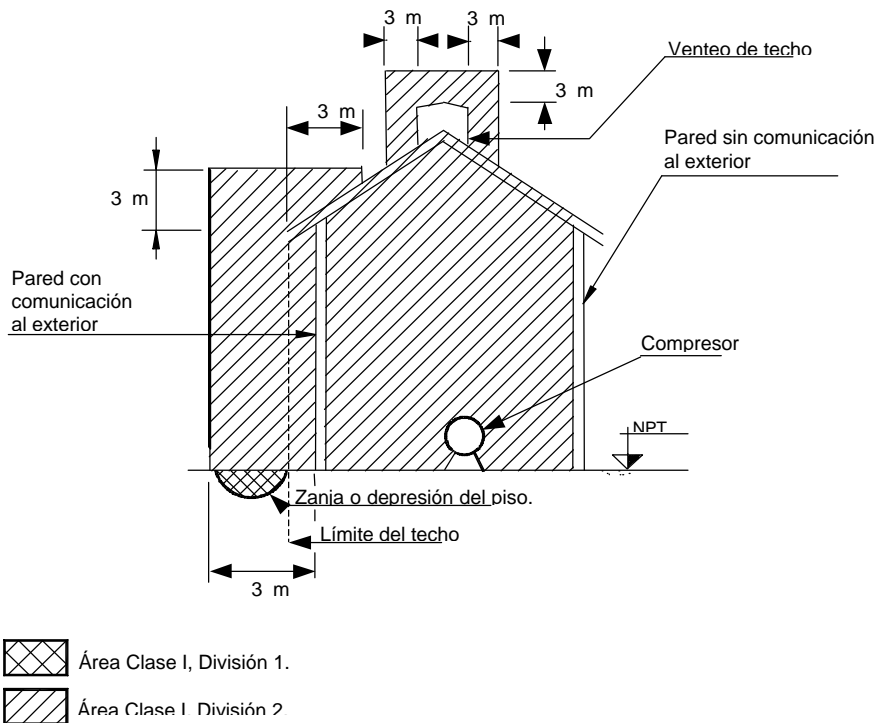


Figura No. 18 Áreas peligrosas en compresoras instaladas en locales libremente ventilados.

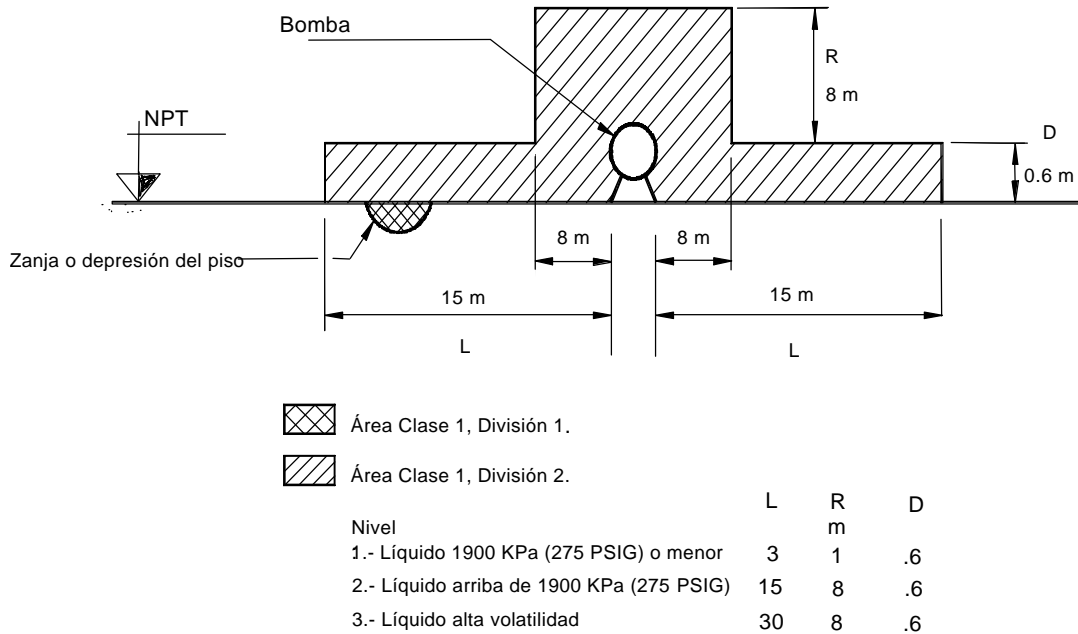


Figura No. 19 Áreas peligrosas en las bombas en los ductos de transporte que manejan líquidos inflamables o volátiles, instalados en lugares a la intemperie.

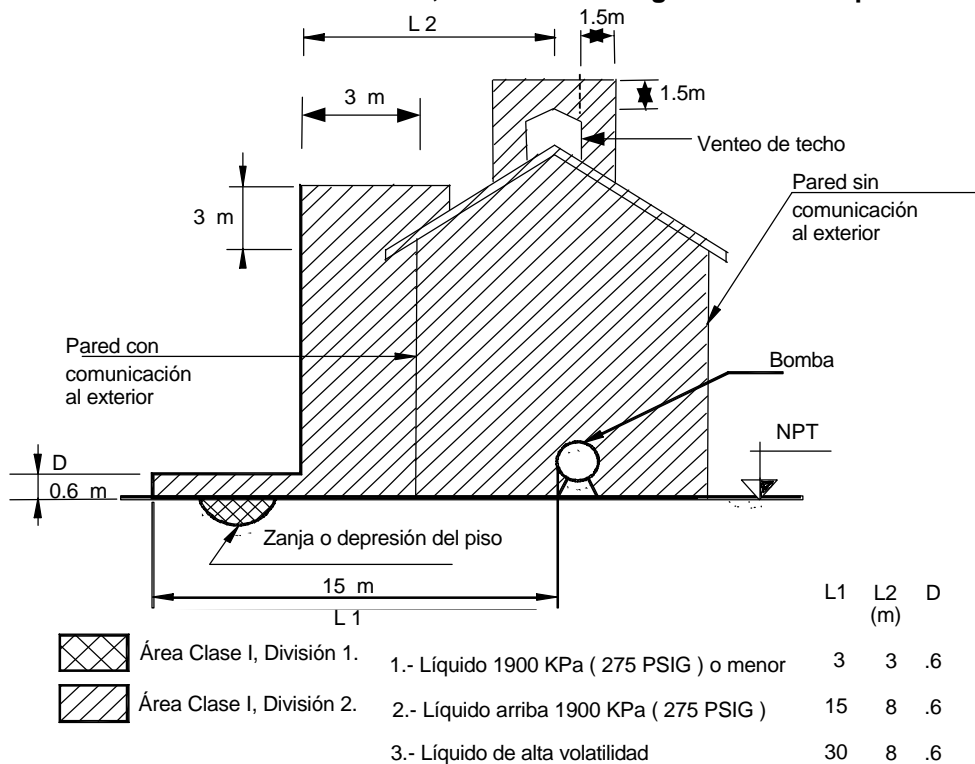


Figura No. 20 Áreas peligrosas en las bombas de los ductos de transporte, que manejan líquidos inflamables o volátiles instaladas dentro de locales libremente ventilados.

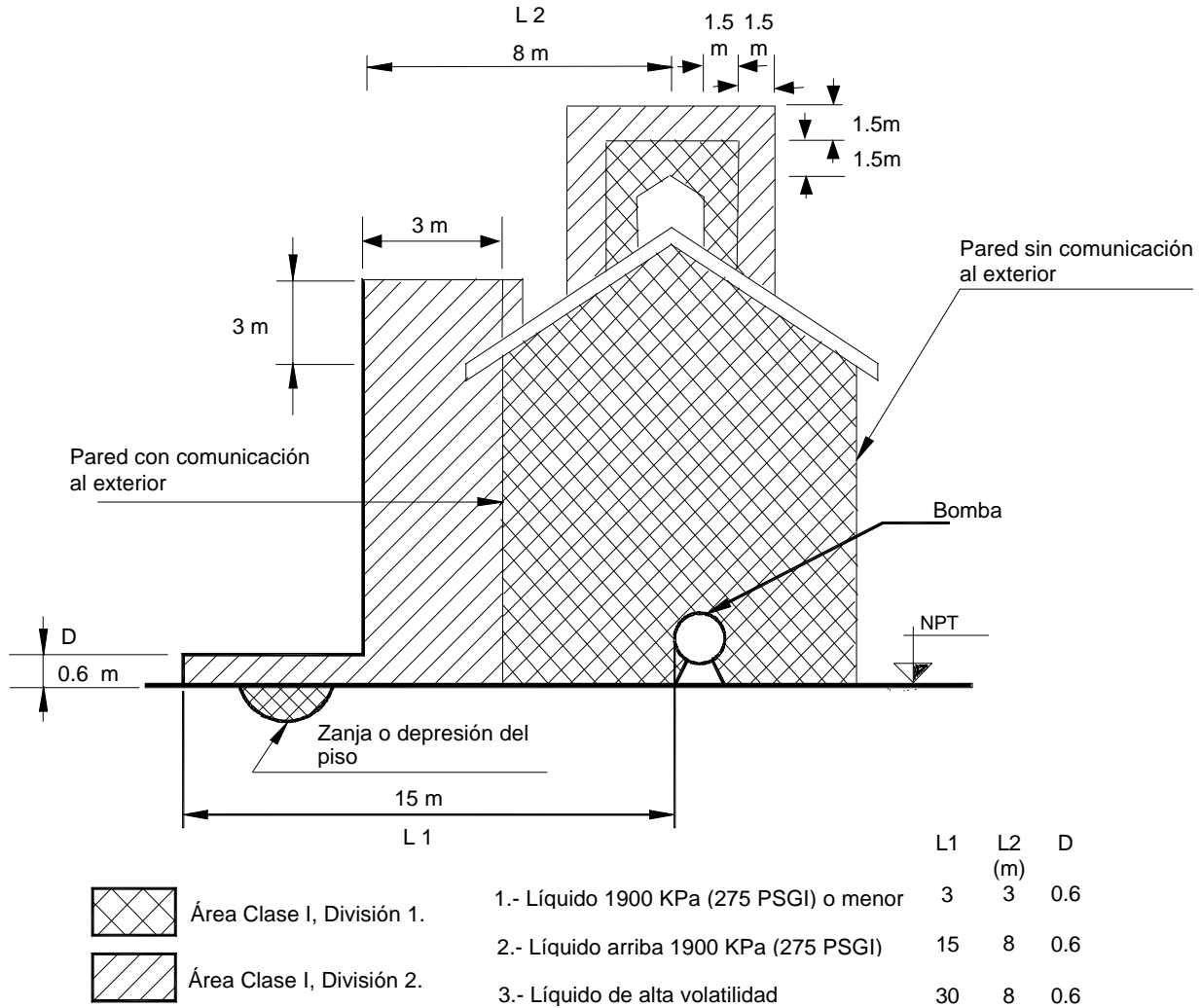


Figura No. 21 Áreas peligrosas en las bombas de los ductos de transporte que manejan líquidos inflamables o volátiles, instaladas en locales cerrados mal ventilados.

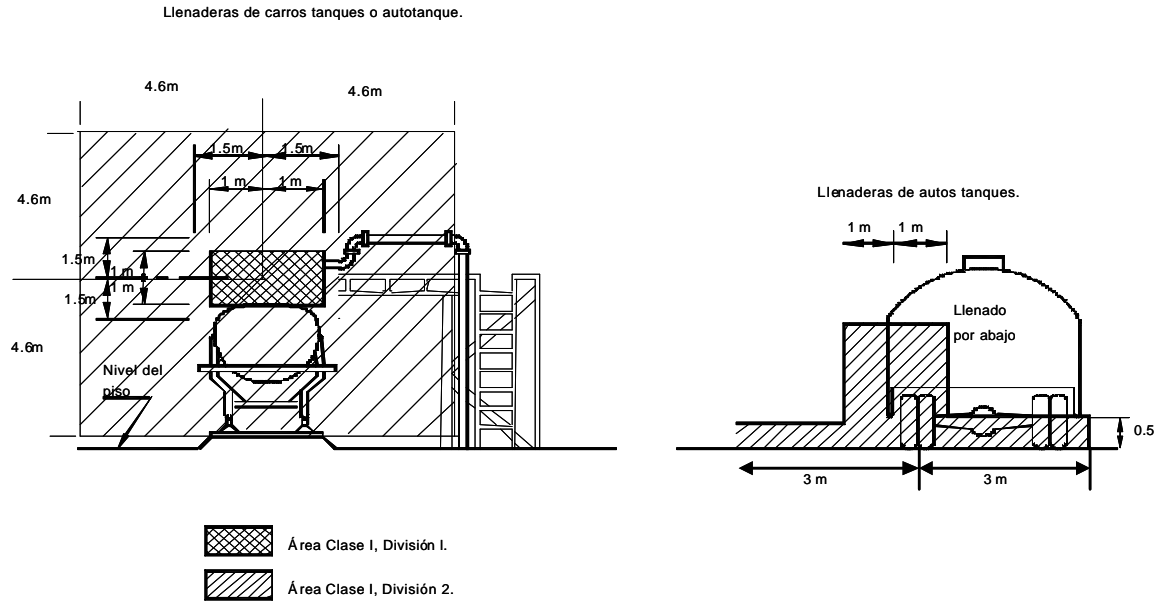


Figura No.22 Áreas peligrosas en llenaderas y descargaderas de carros tanque y autotanques.

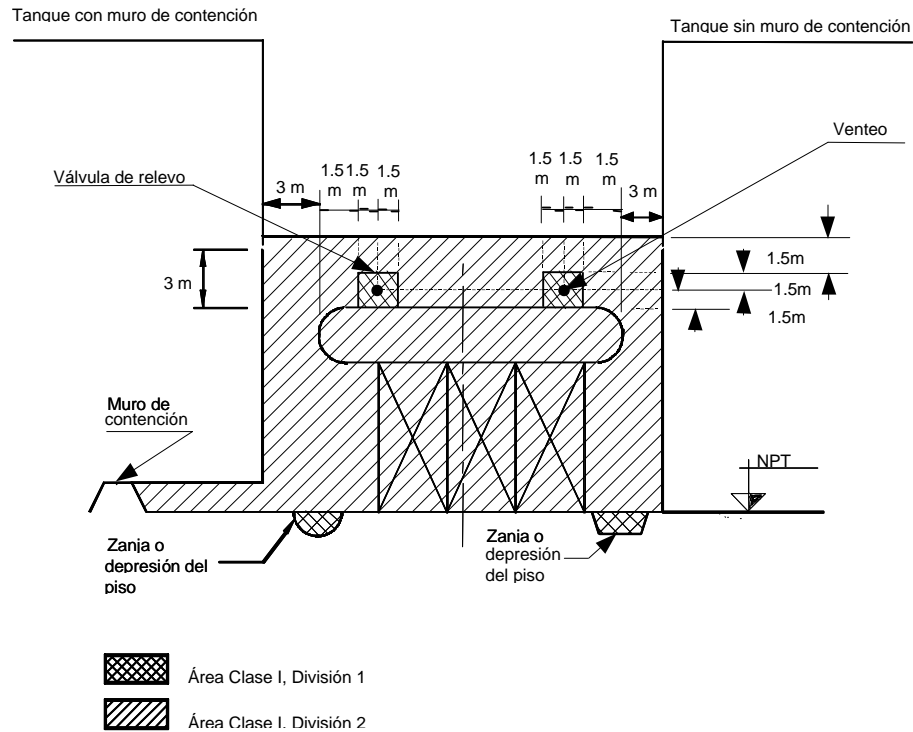


Figura No. 23 Áreas peligrosas en tanques de almacenamiento elevados.

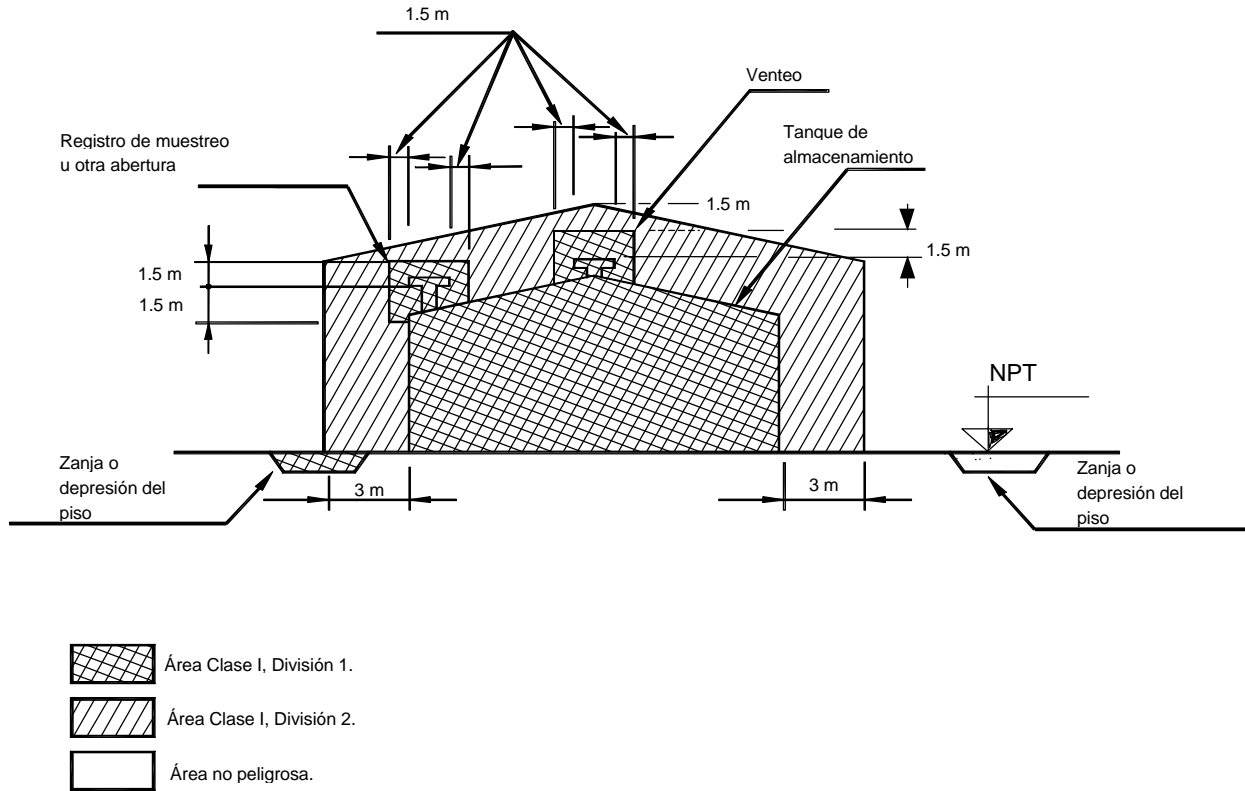


Figura No. 24 Áreas peligrosas en tanques de almacenamiento de techo fijo, sin muro de contención.

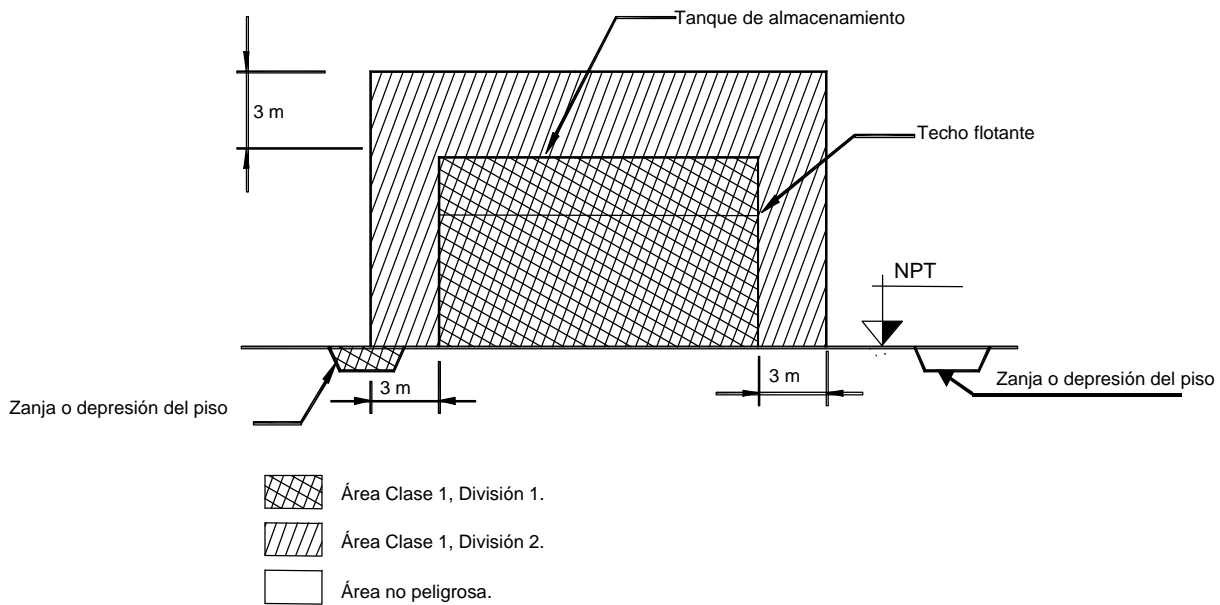


Figura No. 25 Áreas peligrosas en tanques de almacenamiento de techo flotante sin muro de contención.

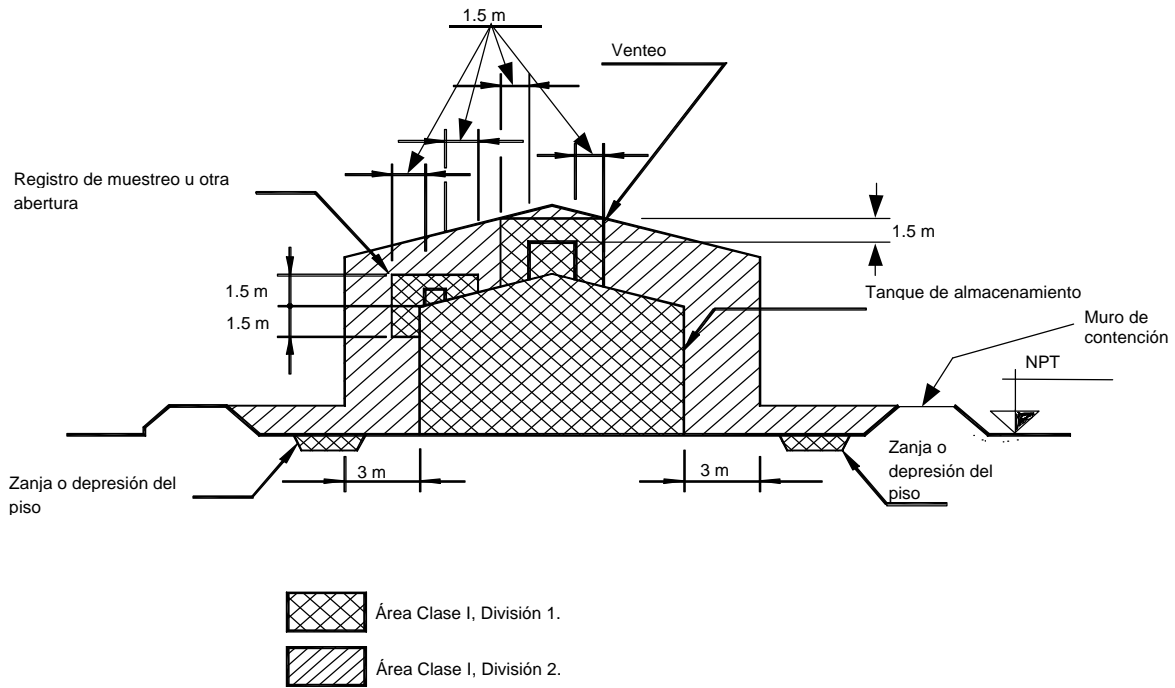


Figura No. 26 Áreas peligrosas en tanques de almacenamiento de techo fijo, con muro de contención.

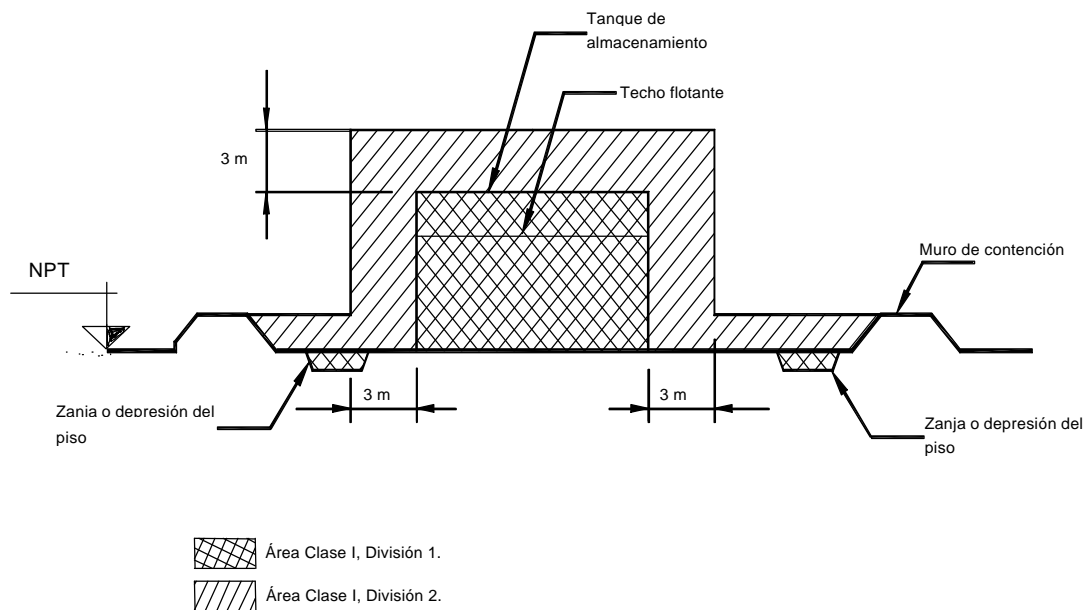


Figura No. 27 Áreas peligrosas en tanques de almacenamiento de techo flotante con muro de contención.

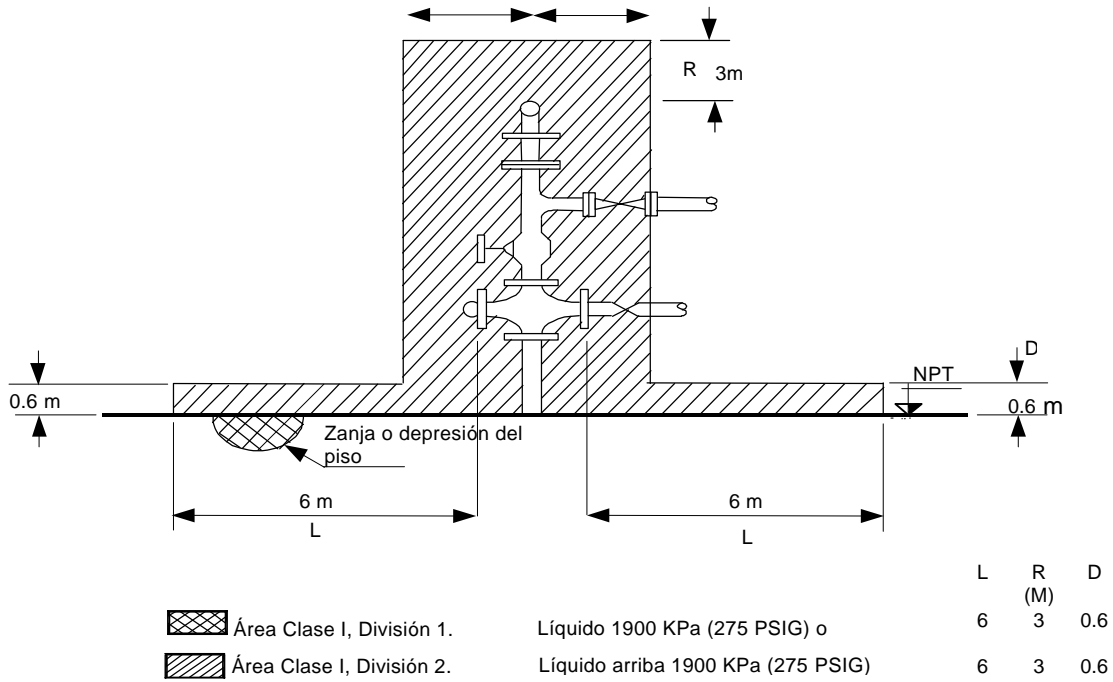


Figura No. 28 Áreas peligrosas en los sistemas de llenado y vaciado en tanques de almacenamiento subterráneo.

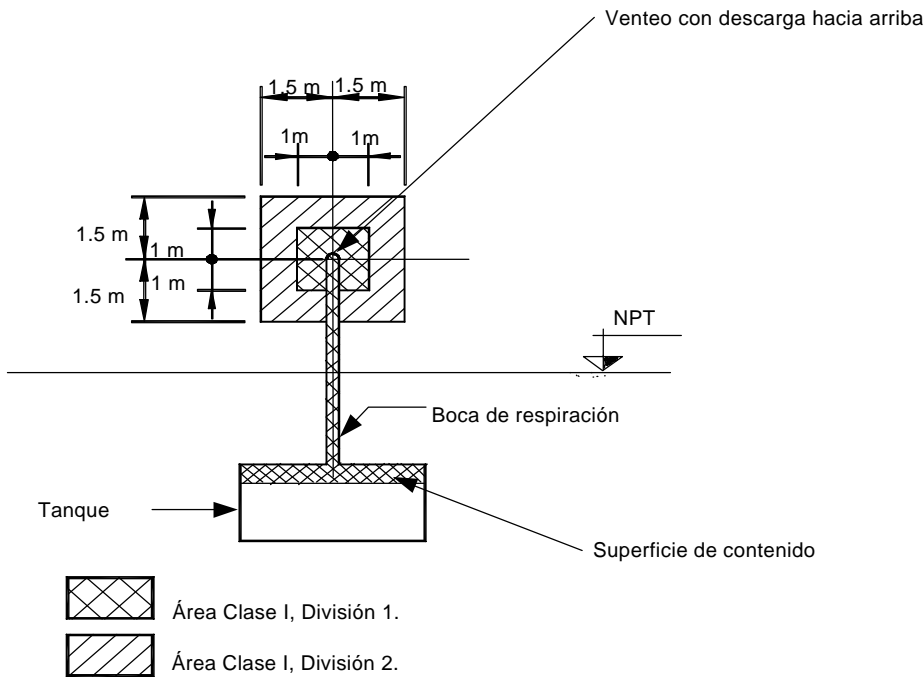


Figura No. 29 Áreas peligrosas en los tanques subterráneos con venteo.

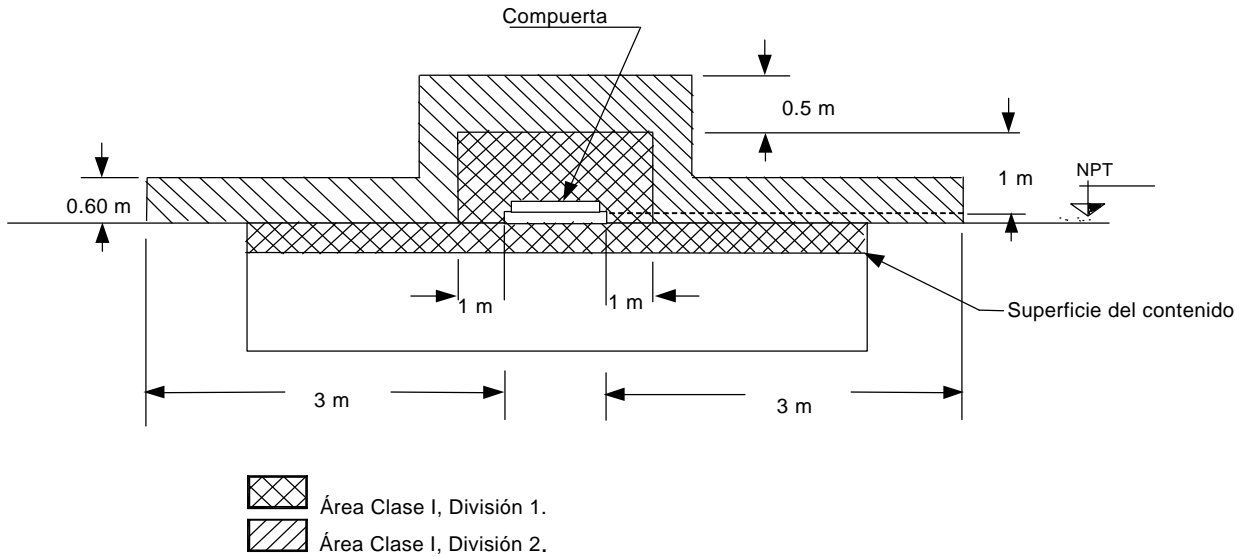


Figura No. 29A Áreas peligrosas en tanque subterráneo con compuerta de acceso.

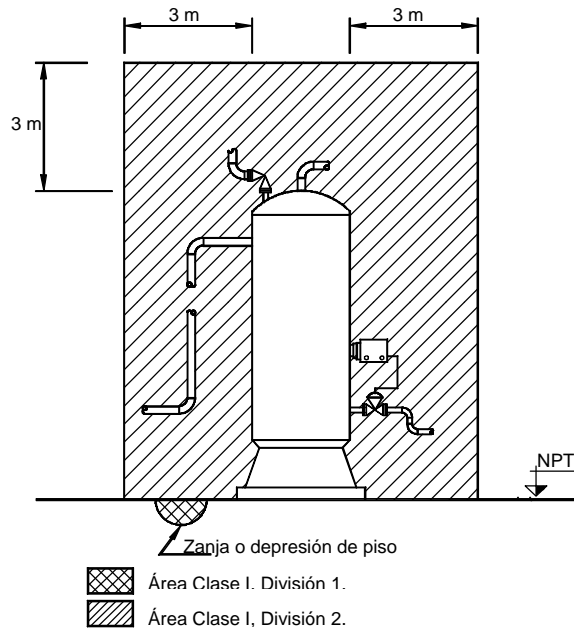


Figura No. 30 Tanque separador de hidrocarburos a presión, instalado en área libremente ventilada.

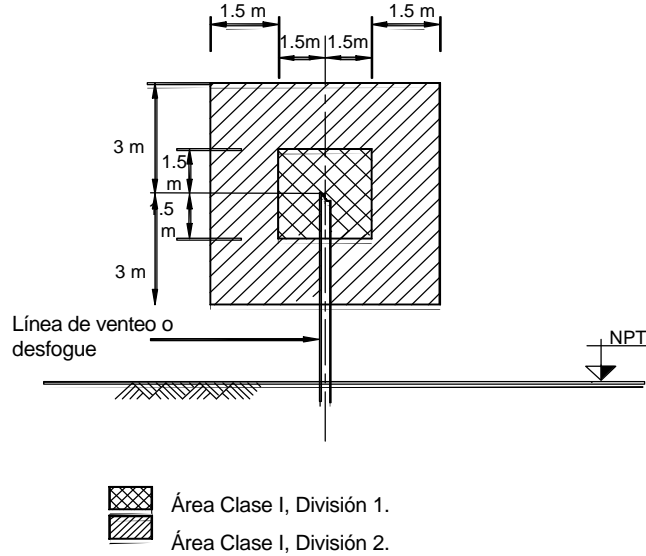


Figura No. 31 Áreas peligrosas en los venteos de desfogue ó purgas o vapores inflamables en equipos de proceso.

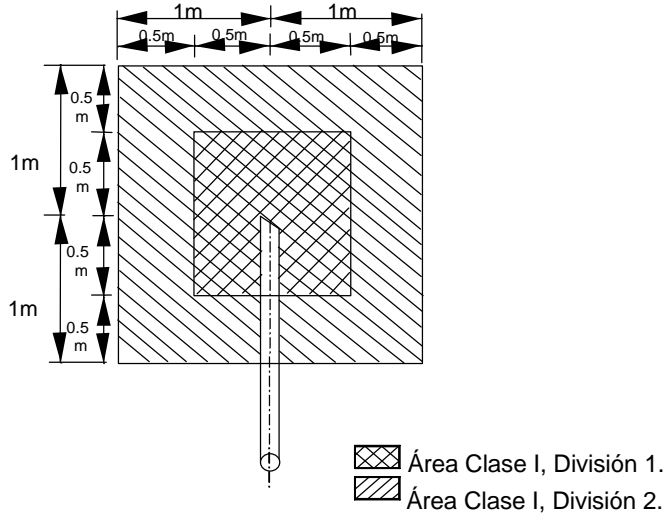


Figura No. 31A Áreas peligrosas en venteos de dispositivos de instrumentación y control, que utilizan gas inflamables para control.

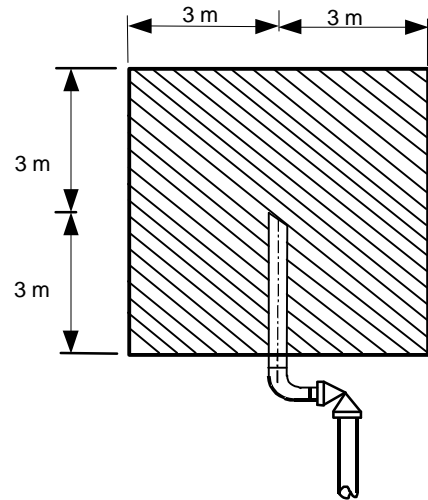


Figura No. 31B Áreas peligrosas en venteo de válvula de relevo.

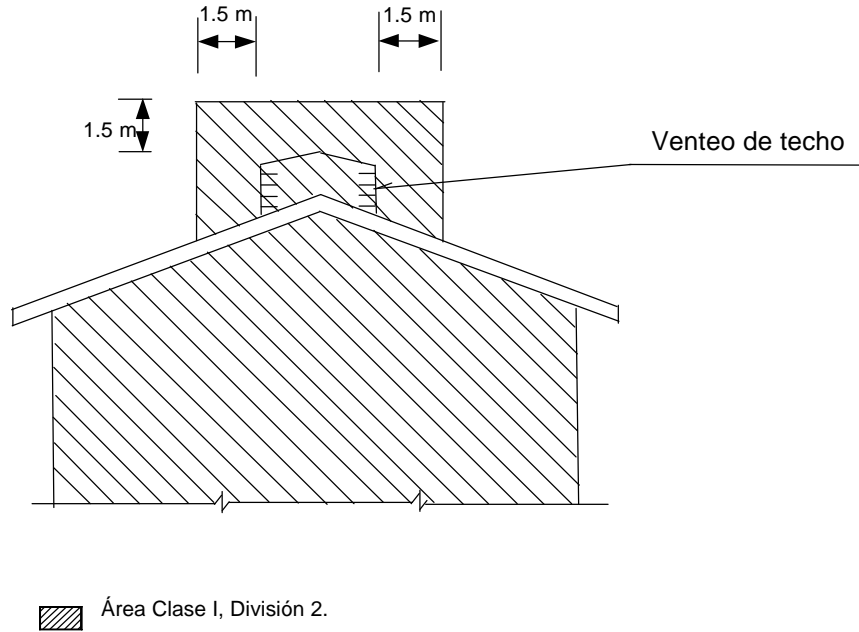


Figura No. 31C Área peligrosa en venteo atmosférico con gases ó vapores inflamables provenientes de un área División 2.

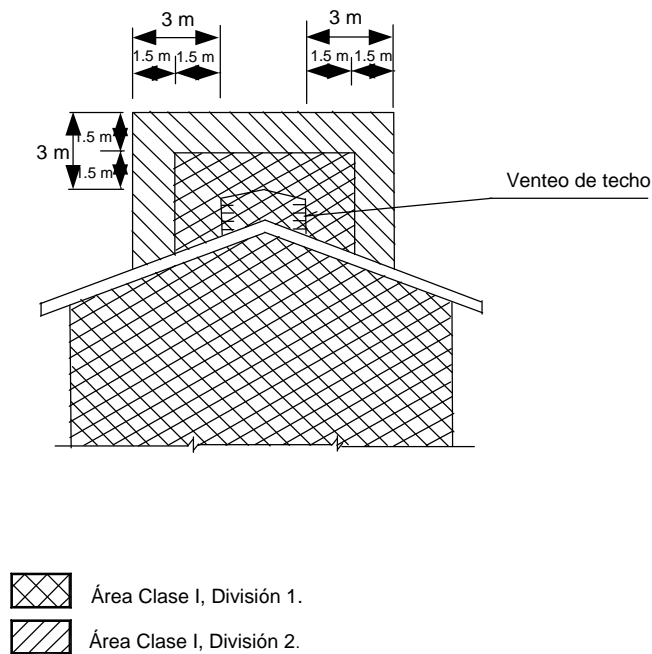


Figura No. 31D Área peligrosa en venteo atmosférico, con gases o vapores inflamables provenientes de un área División 1.

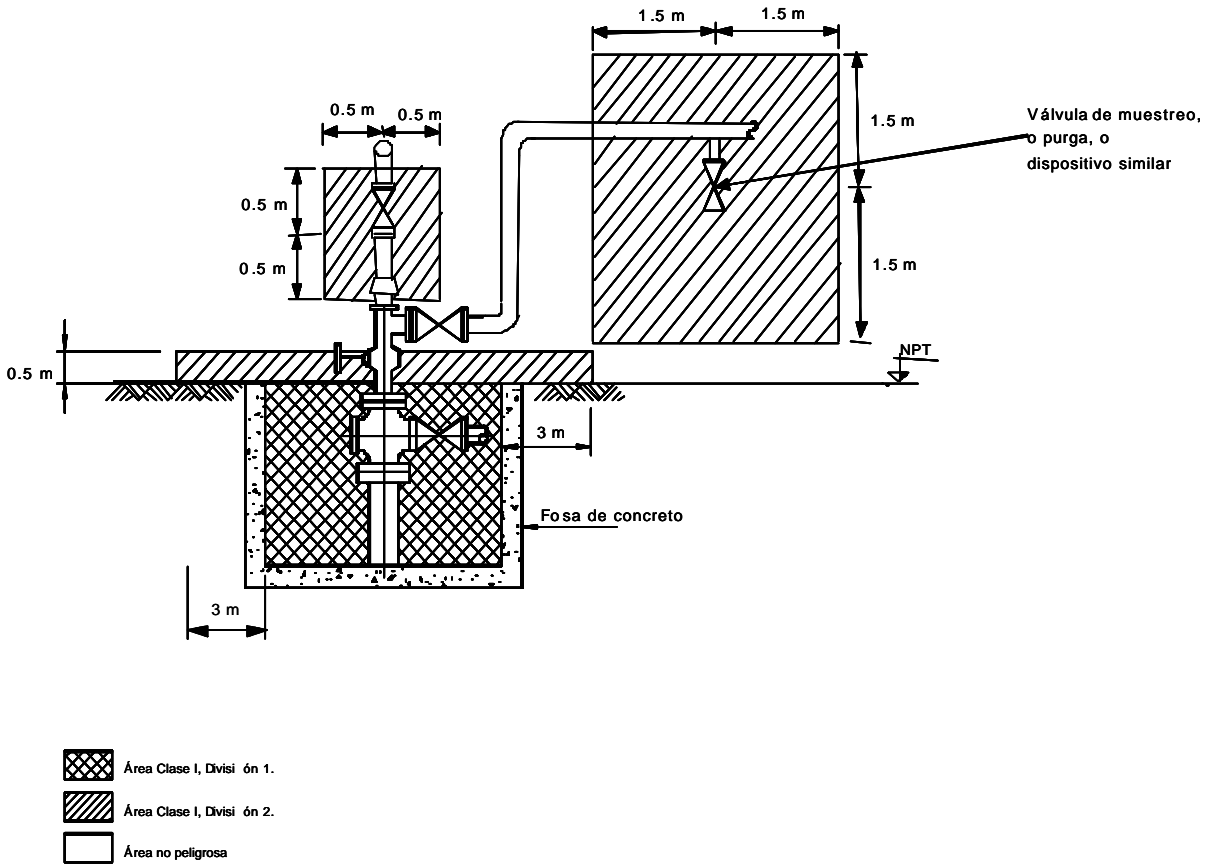


Figura No. 32 Áreas peligrosas clasificadas en un pozo de producción de flujo natural.

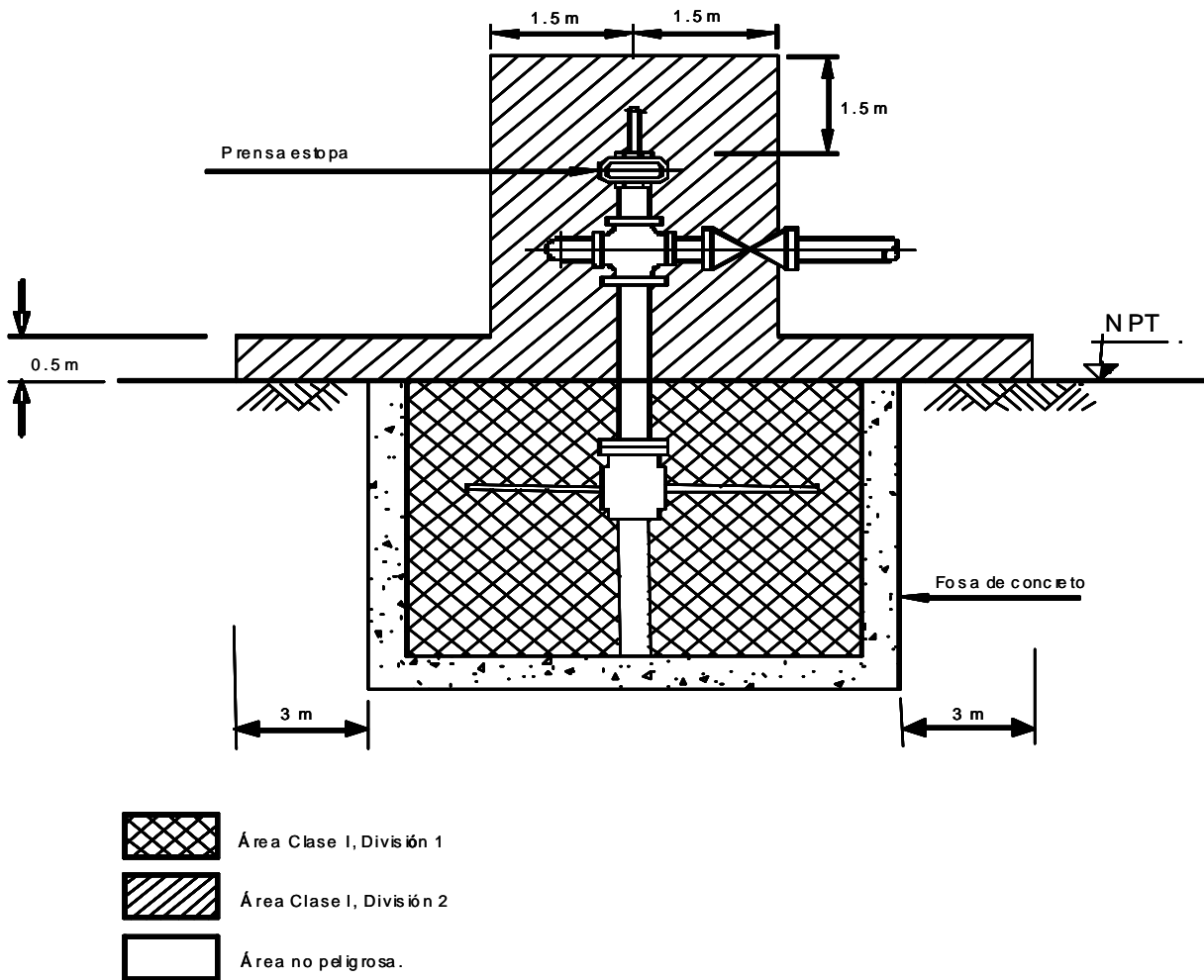


Figura No. 33 Áreas peligrosas en un pozo de producción con bombeo mecánico y contrapozo.

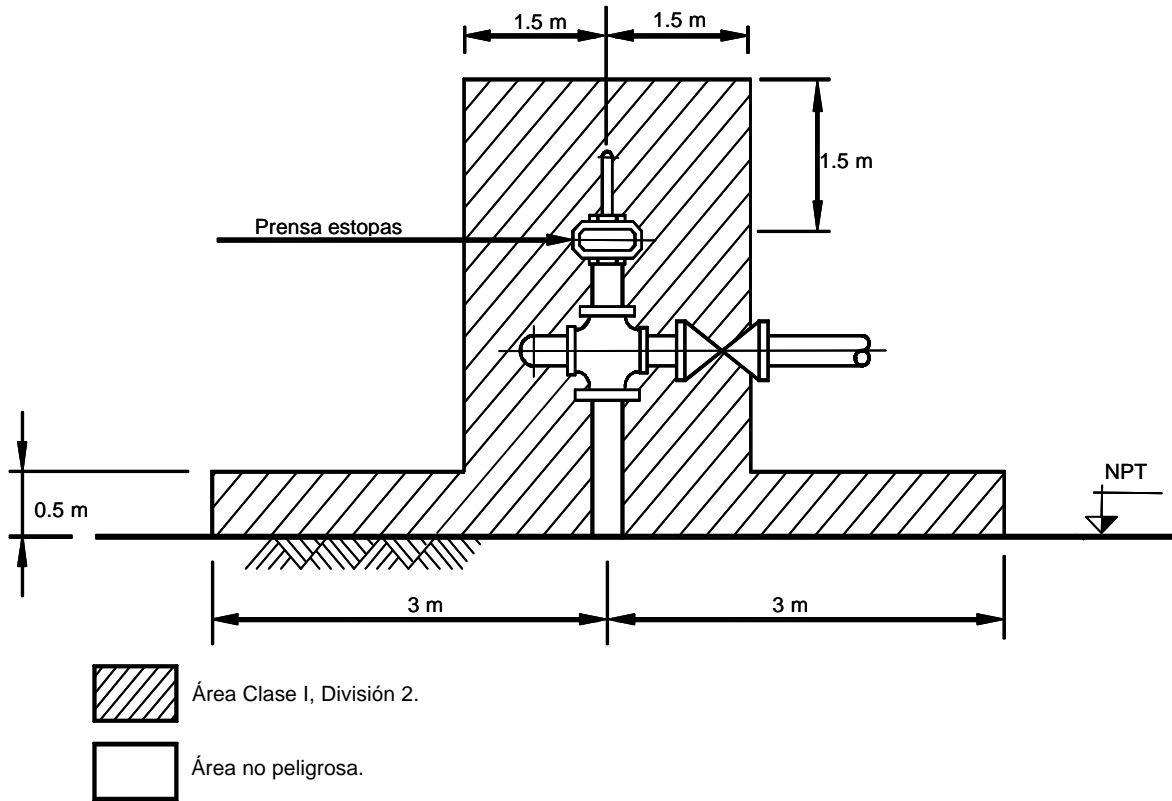


Figura No. 34 Áreas peligrosas clasificadas en pozo de producción con bombeo mecánico al nivel de piso.

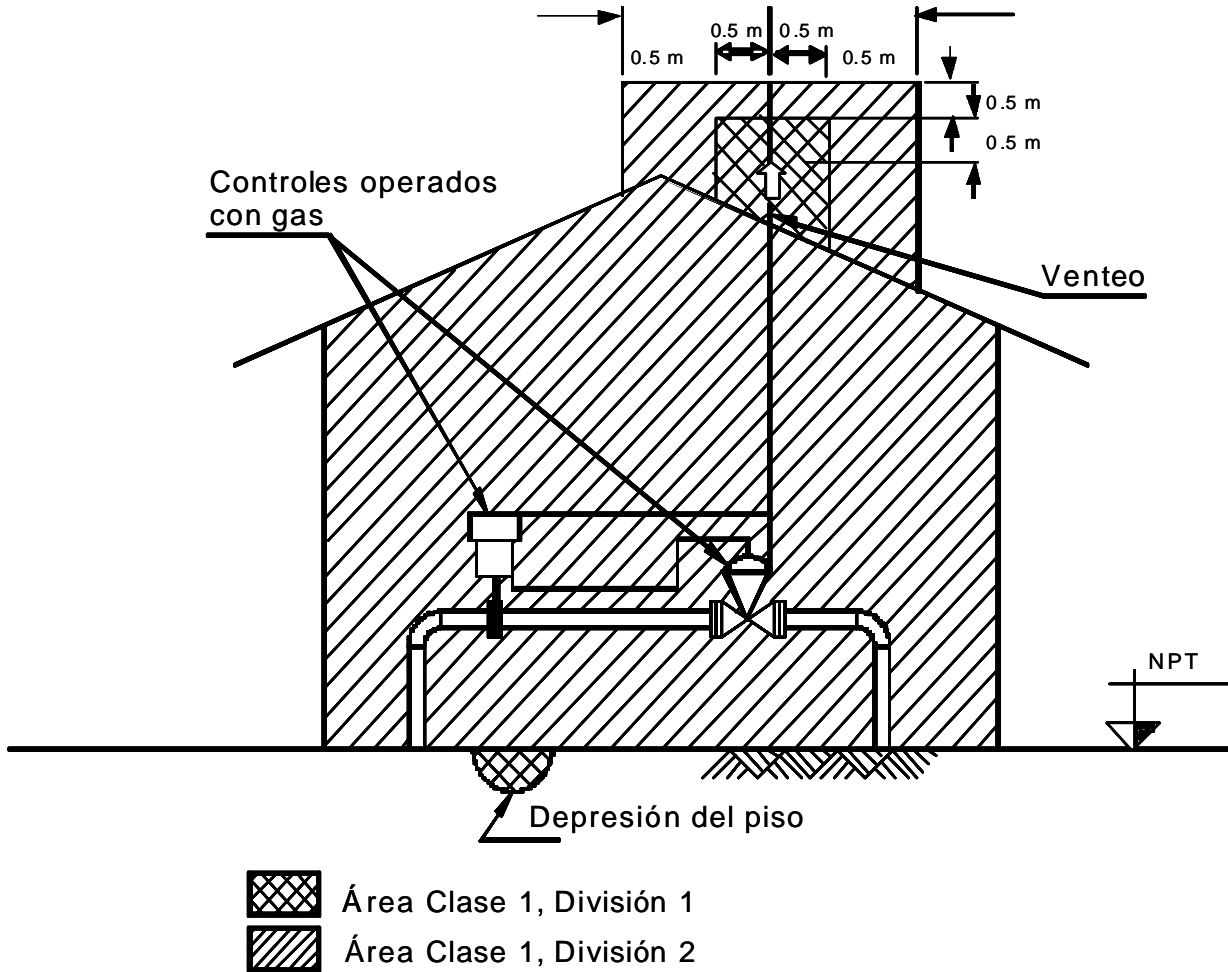
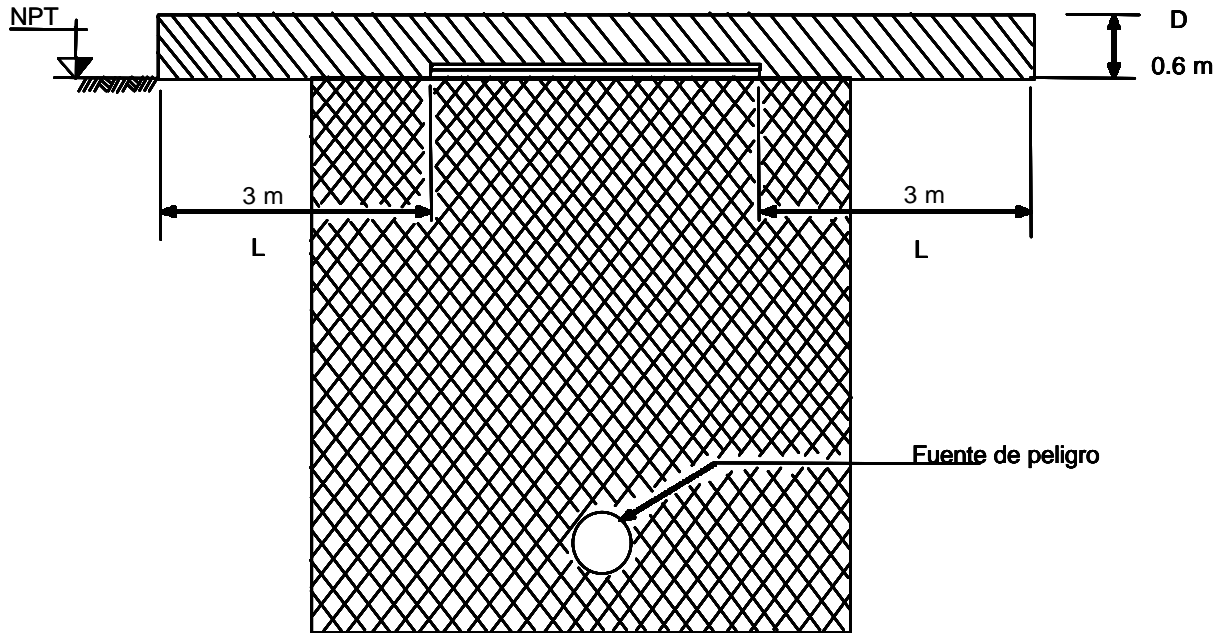


Figura No. 35 Áreas peligrosas en cabezal, válvulas y controles operados con gas, instalados en un área cerrada adecuadamente ventilados.





		L	D
		(m)	(m)
	Área Clase 1, División 1	3	.6
	Área Clase 1, División 2	3	.6
	NIVEL		
	1.- Líquido 1900 KPa (275 PSIG) o menor	3	.6
	2.- Líquido arriba 1900 KPa (275 PSIG)	3	.6
	3.- Líquido de alta volatilidad	6	.6

Figura No. 36 Áreas peligrosas en registros ó zanjas en donde se instalan tuberías con válvulas, bridas sistemas de muestreo, instrumentación los cuales manejan líquidos inflamables ó de alta volatilidad.

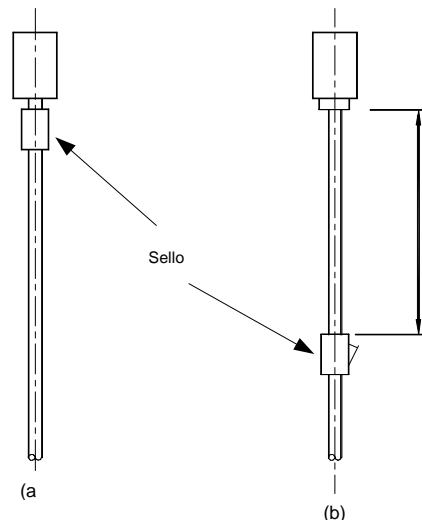


Figura No. 37 Instalación de sello en tubería (conduit).

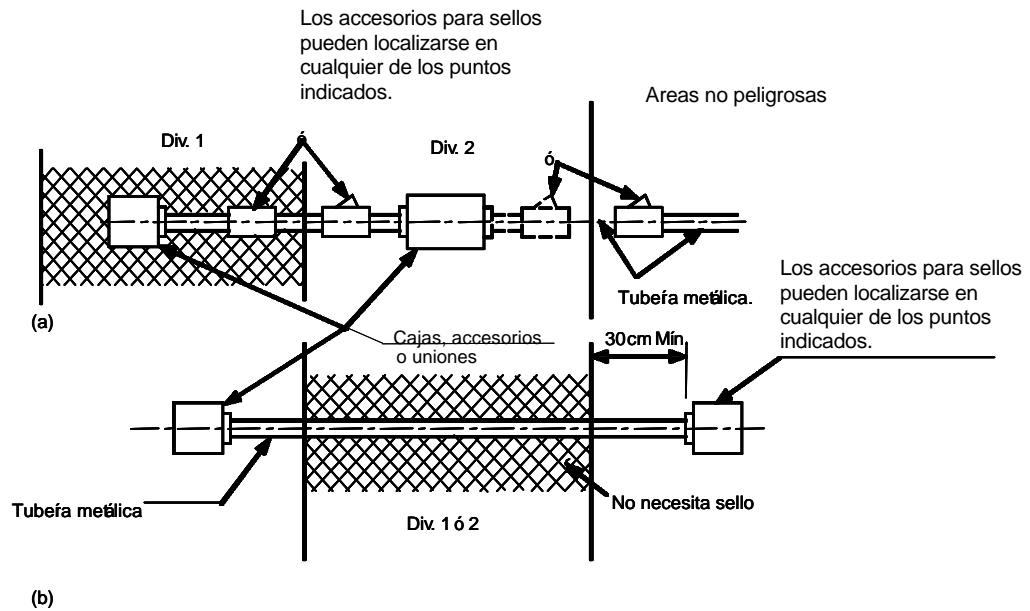


Figura No. 38 Instalación de sellos y accesorios en los sistemas de tubería (conduit).

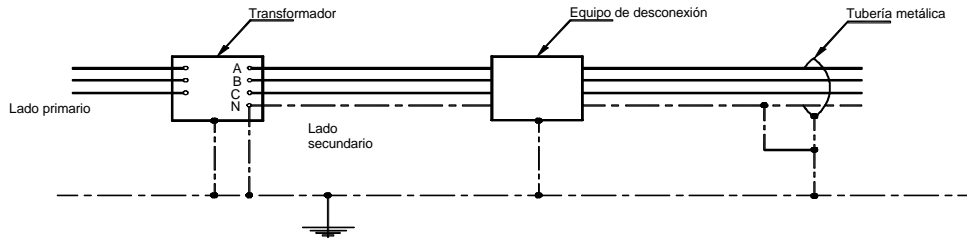


Figura No. 39 Conexión al sistema de tierras del neutro de un sistema de suministro de energía con cuatro hilos.

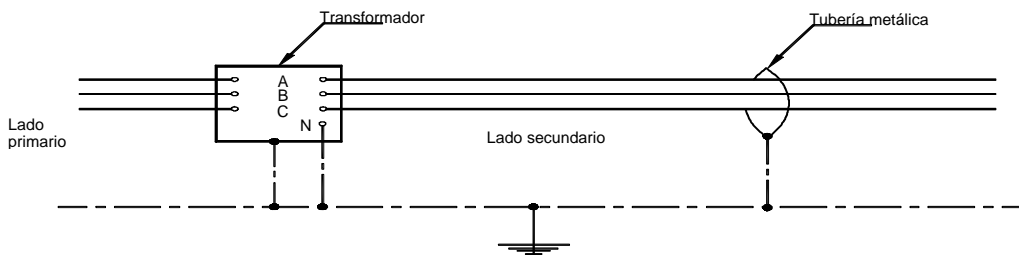


Figura No. 40 Conexión al sistema de tierras de la canalización metálica en sistemas de suministro de corriente alterna, tres hilos.

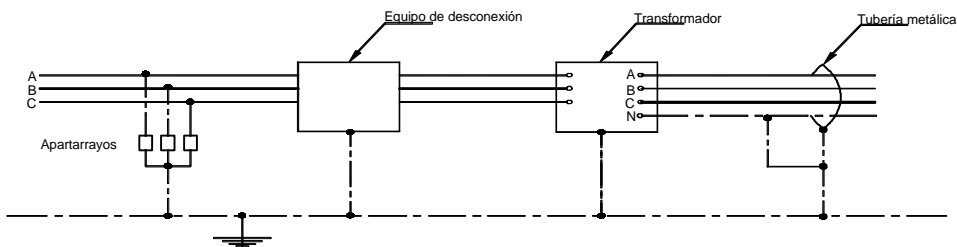
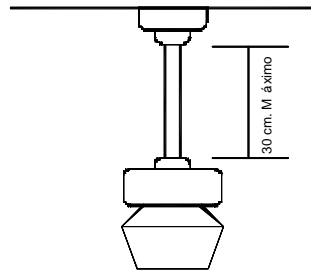
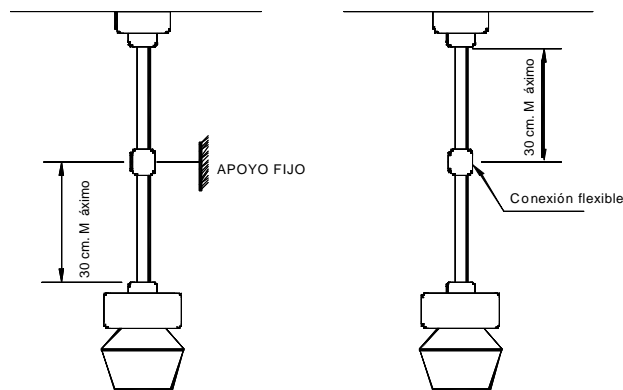


Figura No. 41 Conexión al sistema de tierras de apartarrayos, protección en acomedidas áreas.

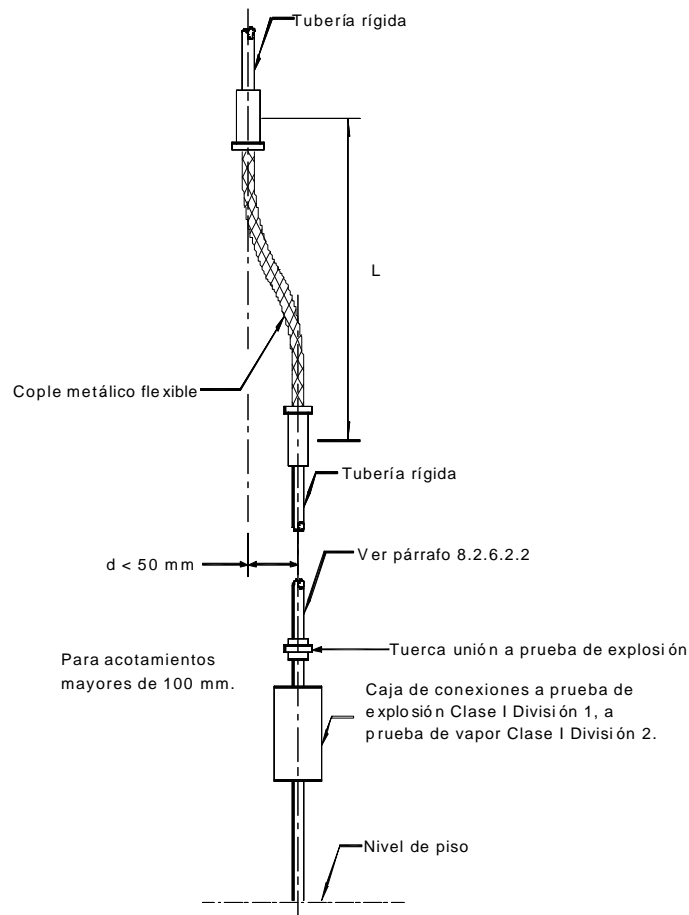


a). Luminaria fija a menos de 30 centímetros de la caja de conexiones.



b). Luminaria fija a más de 30 centímetros de la caja de conexiones.

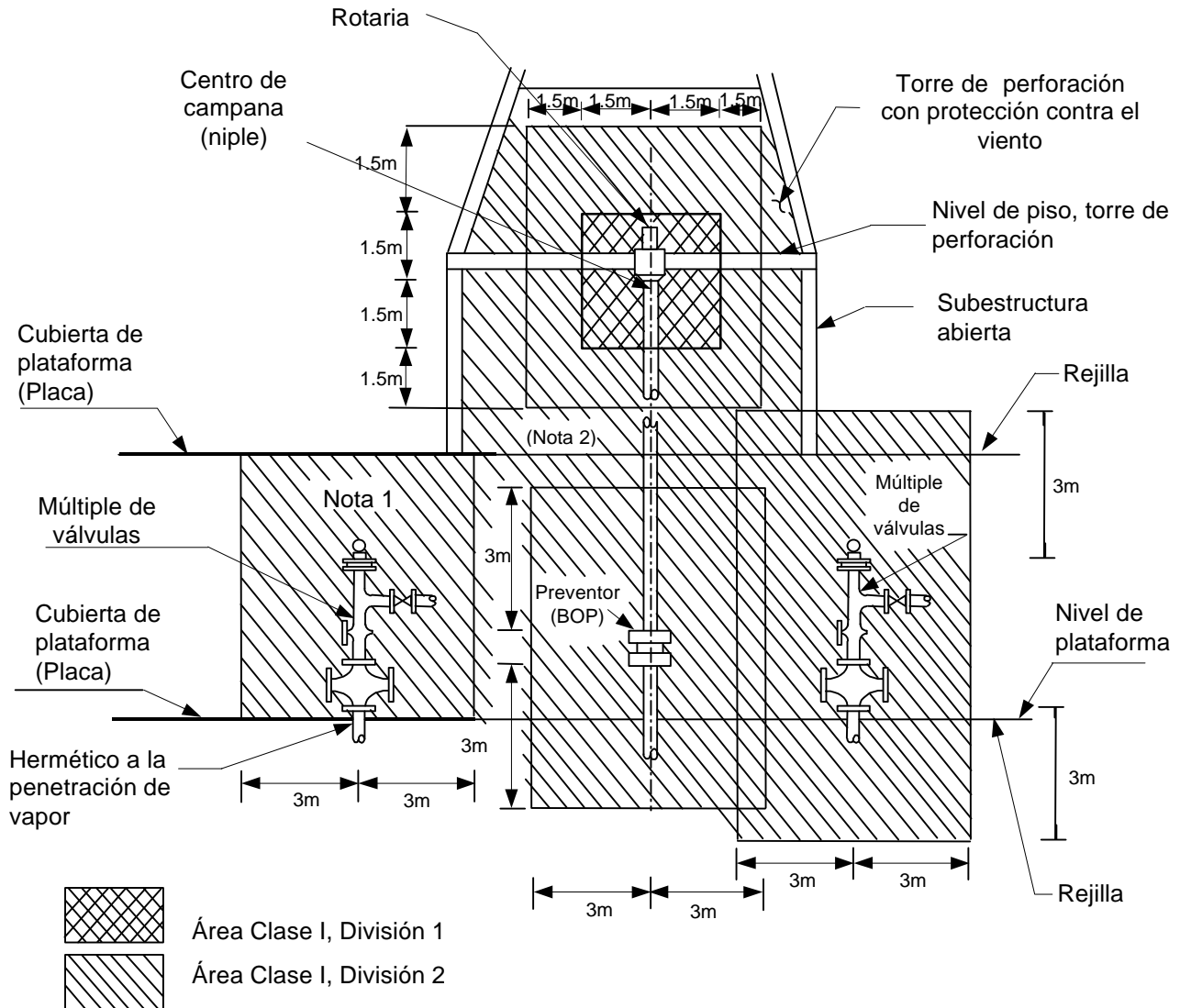
Figura No. 42 Instalación de luminarias tipo colgante en áreas Clase 1, División 1.



100? $L \geq 200$ mm. para aislar vibraciones y mínima probabilidad de asentamiento.

300? $L \geq 500$ mm. probabilidad de asentamiento.

Figura No. 43 Instalación de cople flexible para conexión a equipo en áreas Clase1, División 1 y 2.



Nota 1: El área Clase I, División 2 se extiende hasta el límite superior e inferior de la cubierta de plataforma.
Nota 2: El área Clase I, División 2 se extiende hasta los límites de la subestructura y de las extensiones de área considerando la cercanía entre los mismos.

Figura No. 44 Plataforma con equipo de perforación y pozos de producción en operación, adecuadamente ventilados.

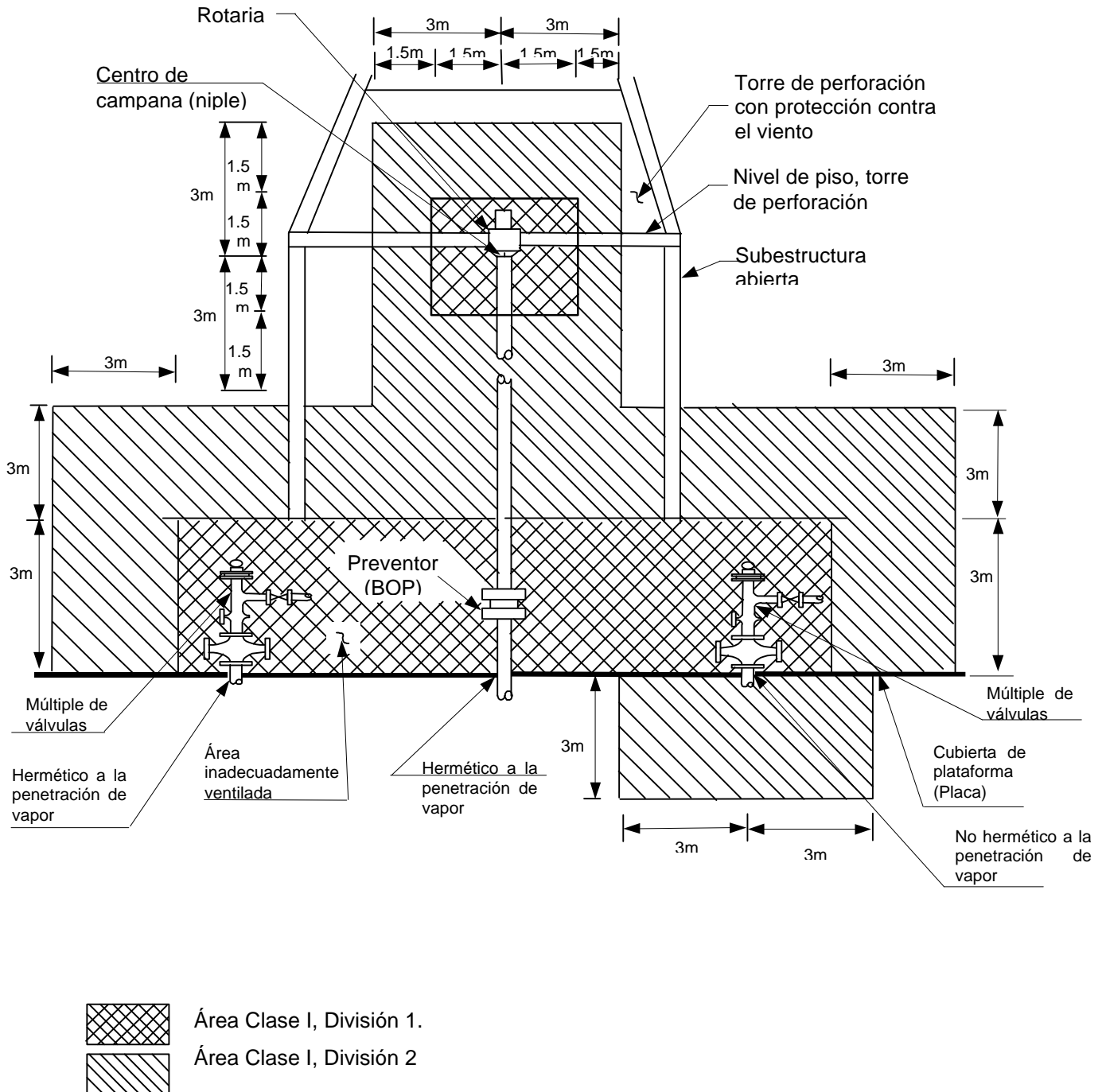
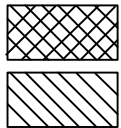
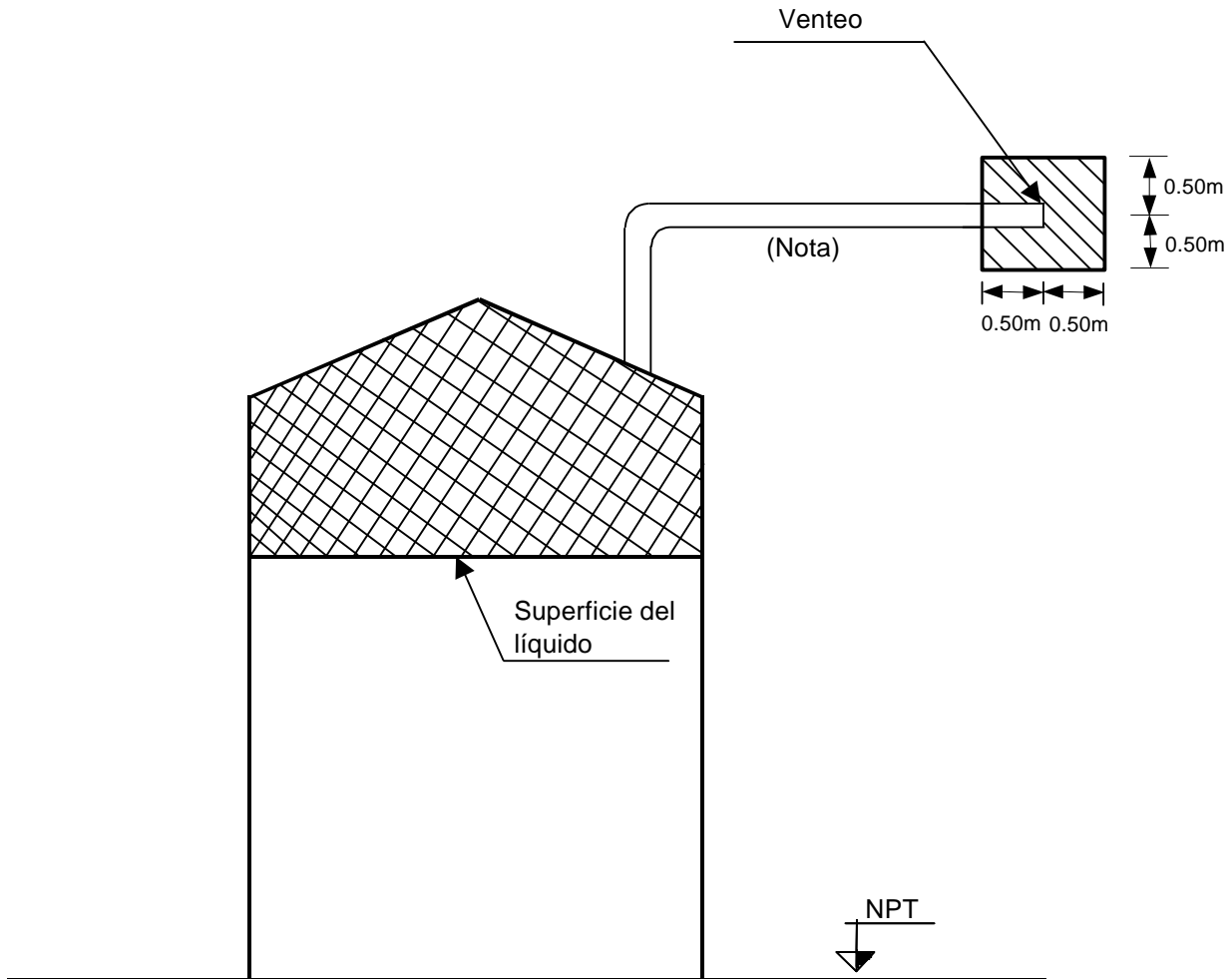


Figura No. 45 Plataforma con equipo de perforación, ventilado adecuadamente y varios pozos de producción ventilados inadecuadamente.

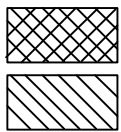
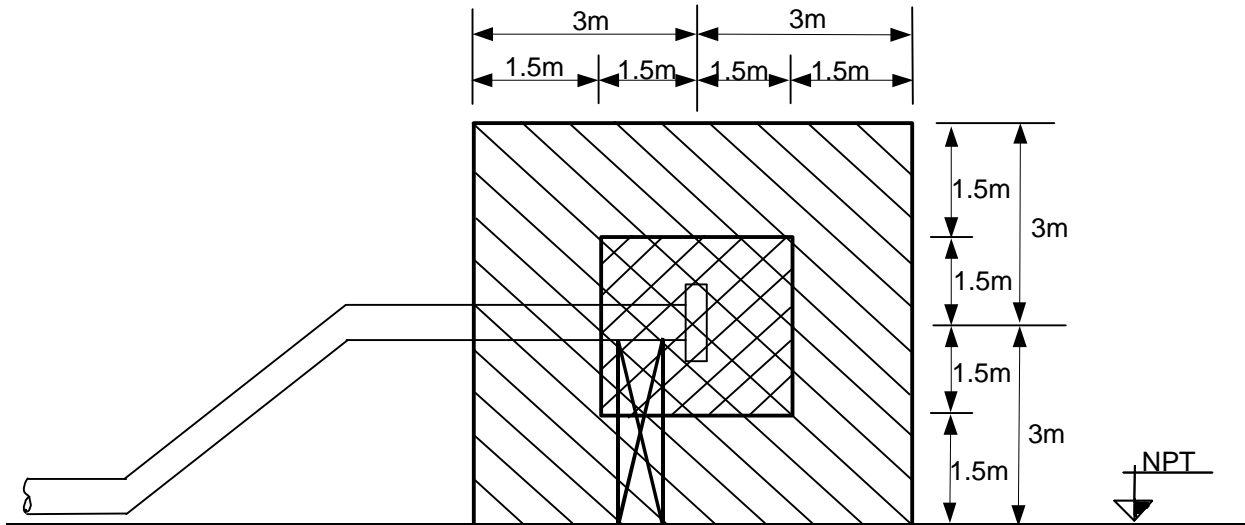


Área Clase I, División 1

Área Clase I, División 2

Nota: El área interior de la tubería de venteo del tanque se clasifica como División 1.

Figura No. 46 Tanque de almacenamiento de líquidos combustibles en área libremente ventilada.



Área Clase I, División 1

Área Clase I, División 2

Figura No. 47 Lanzador o receptor diablos en un área libremente ventilada.

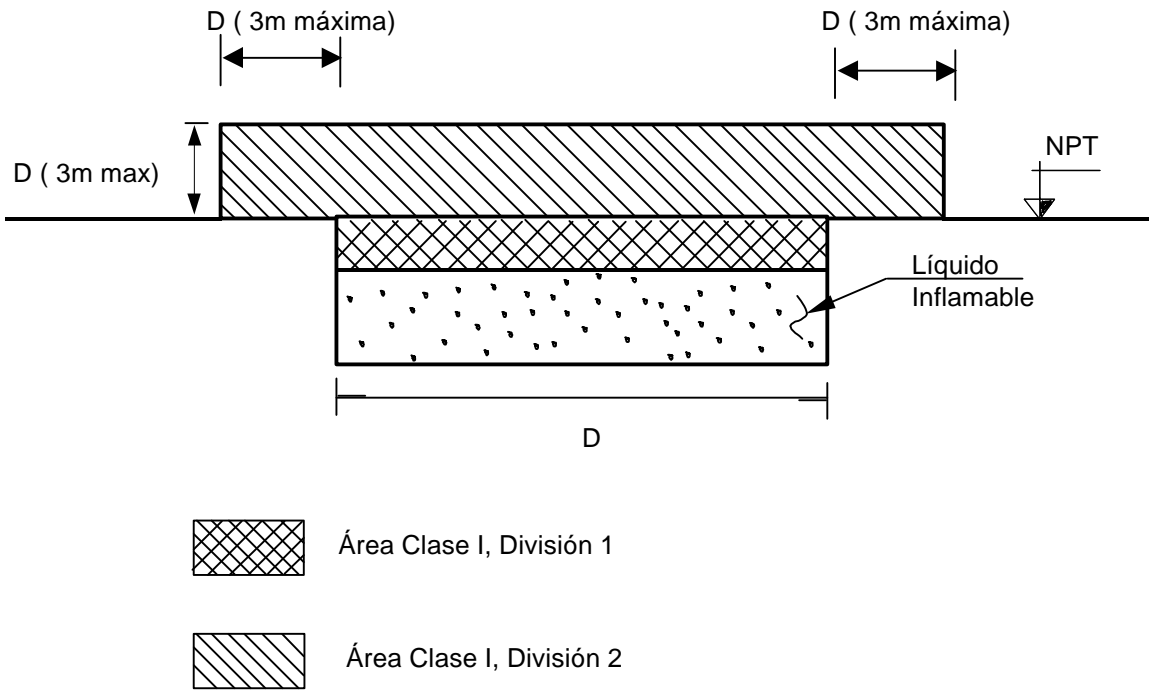
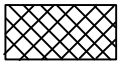
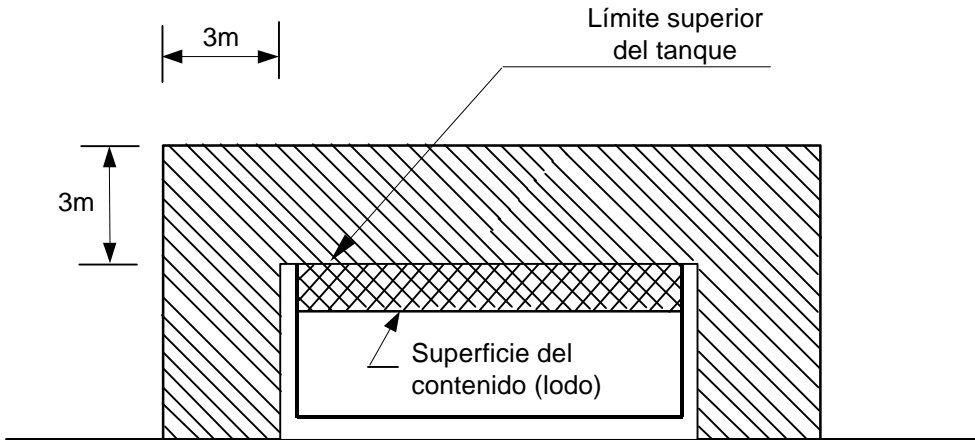
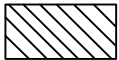


Figura No. 48 Colector de aceite.



Área Clase 1, División 1.



Área Clase 1, División 2.

Figura No. 49 Tanque de lodo en área libremente ventilada.

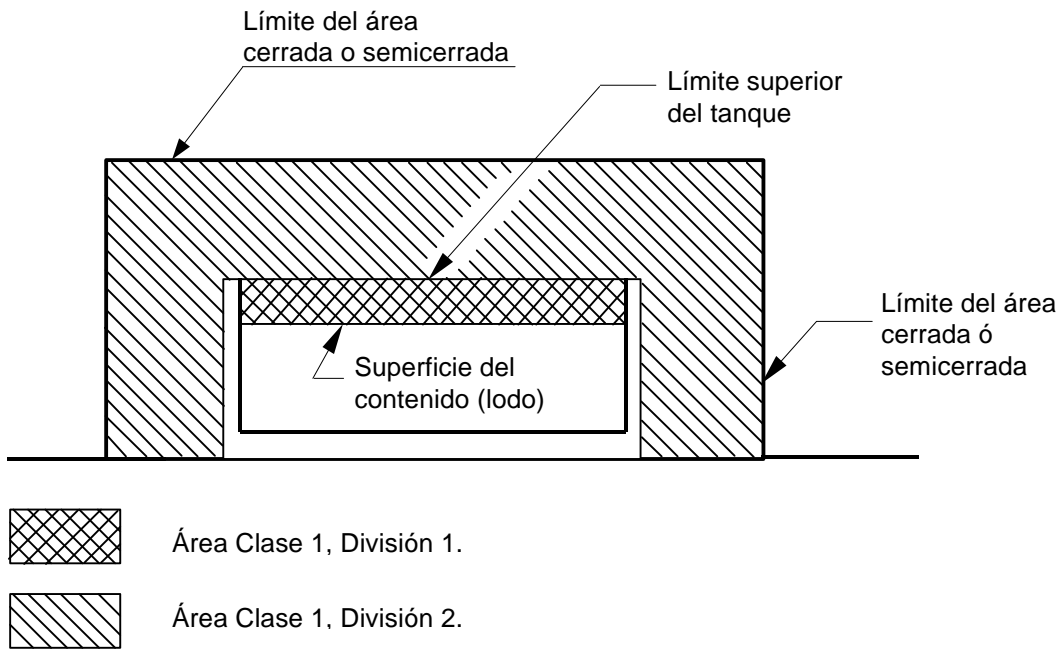
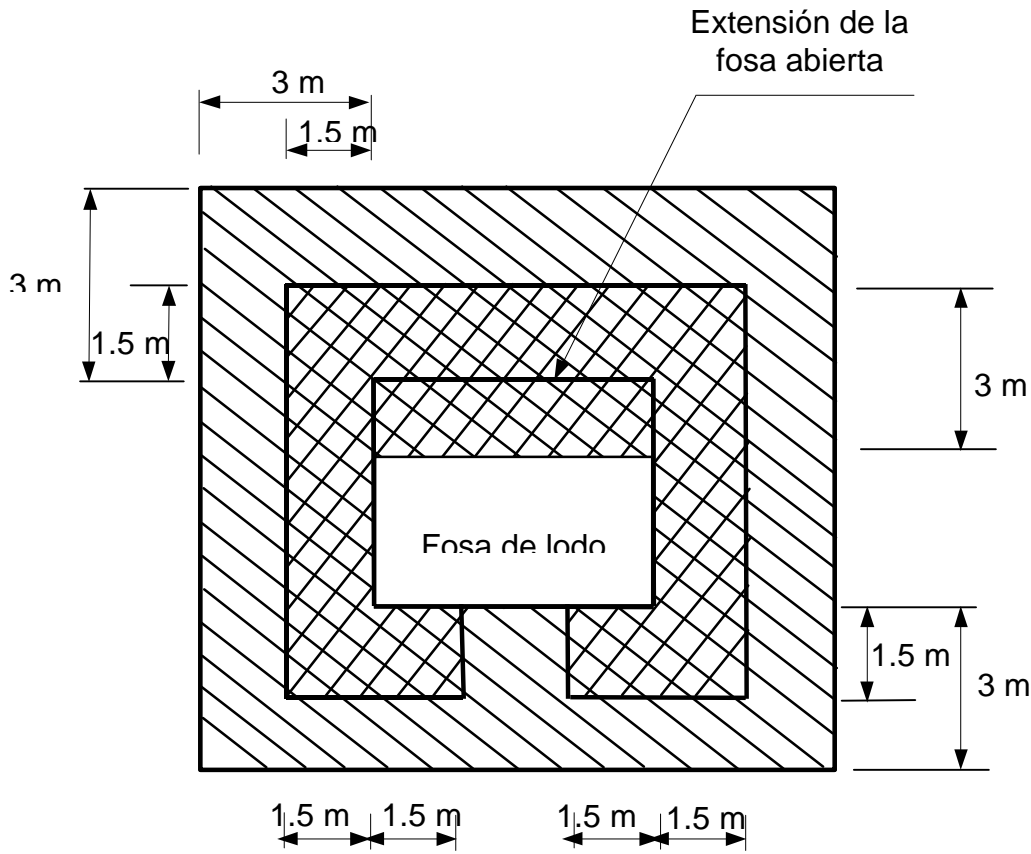


Figura No. 50 Tanque de lodo con techo abierto en área cerrada o semi-cerrada con adecuada ventilación.



 Área Clase 1, División 1.


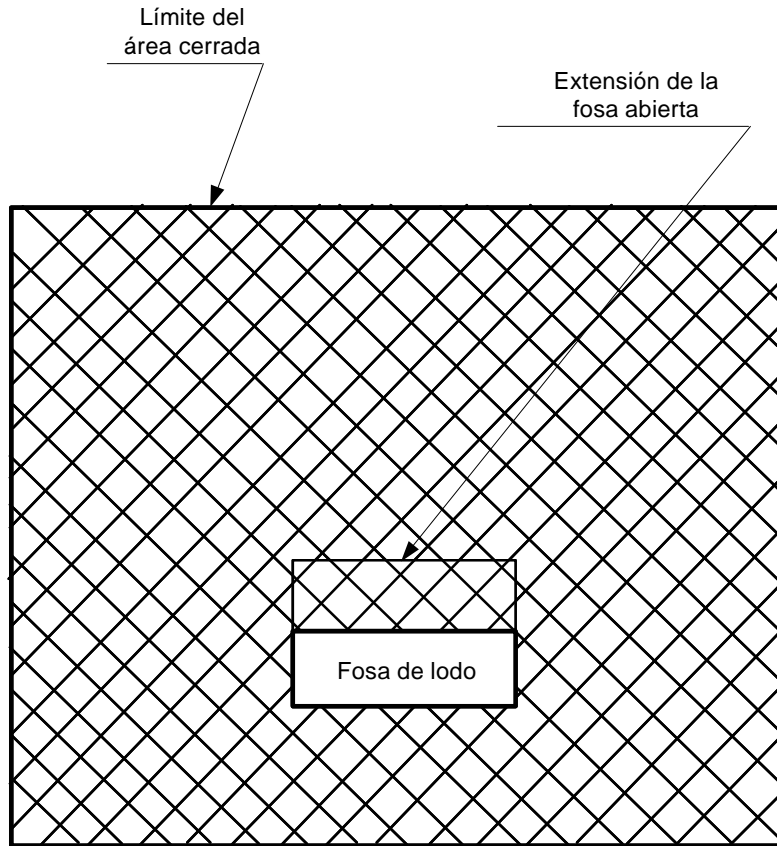
 Área Clase 1, División 2.

Figura No. 51 Fosa de lodos abierta, en área libremente ventilada antes del separador lodo-gas (desgasificador).

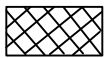
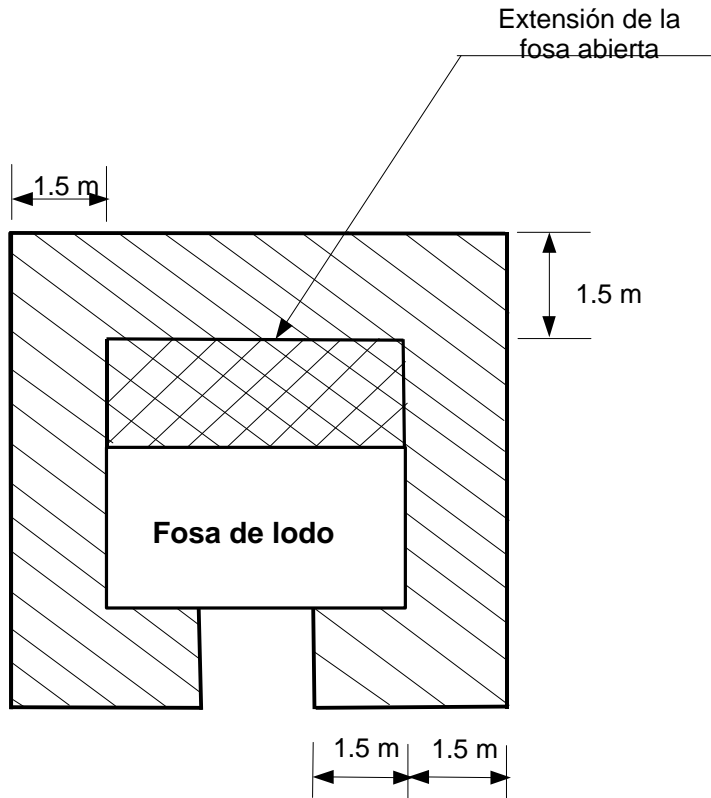


Área Clase 1, División 1

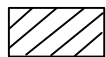


Área Clase 1, División 2

Figura No. 52 Fosa de lodos abierta en área cerrada con adecuada ventilación antes del separador lodo-gas (desgasificador).

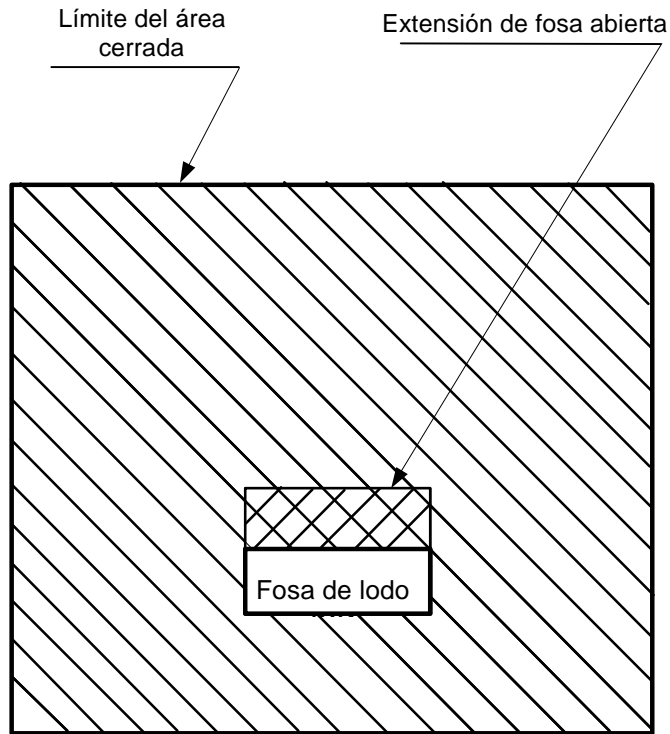


Área Clase 1, División 1.



Área Clase 1, División 2.

Figura No. 53 Fosa de lodos abierta en área libremente ventilada abajo del separador de flujo lodo-gas (desgasificador).



Área Clase 1, División 1



Área Clase 1, División 2

Figura No. 54 Fosa de lodos abierta de un área cerrada con ventilación adecuada abajo del flujo del separador lodo-gas (desgasificador).

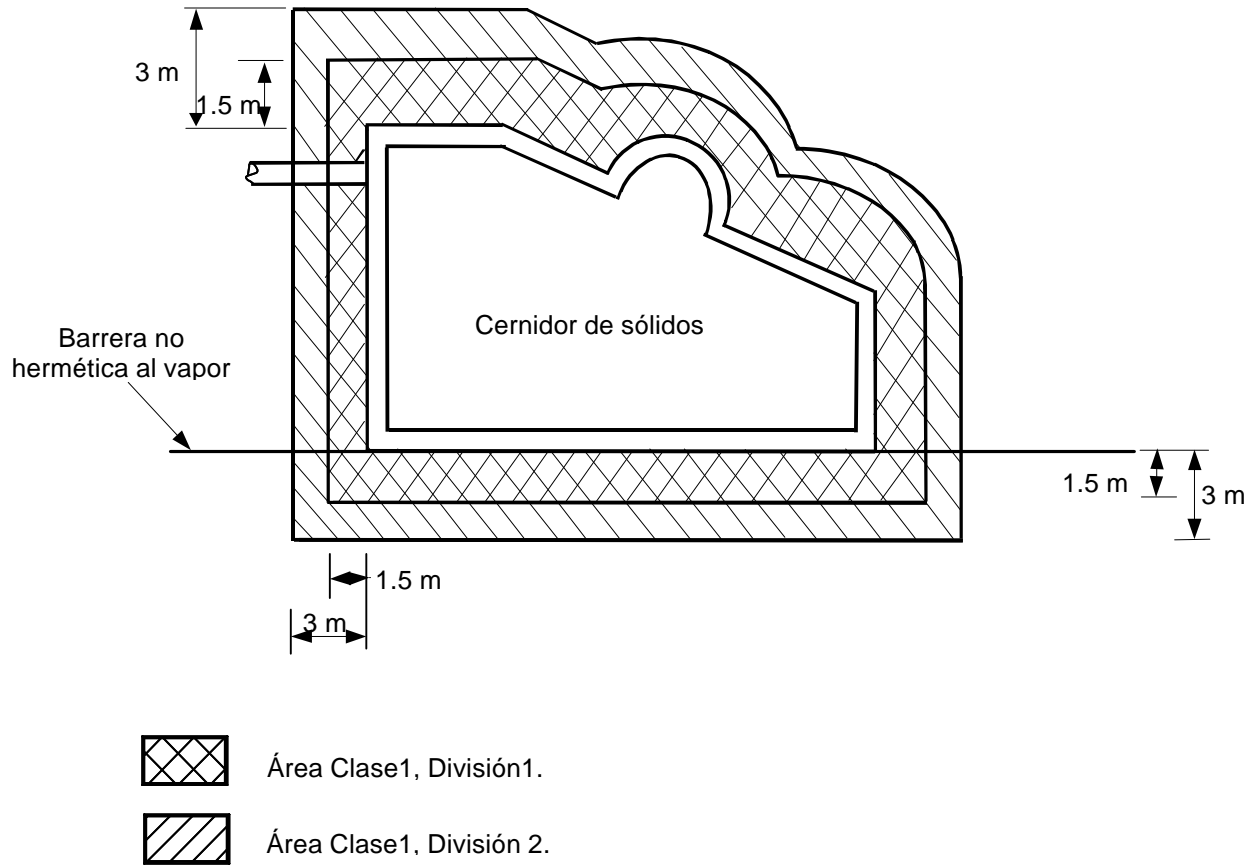
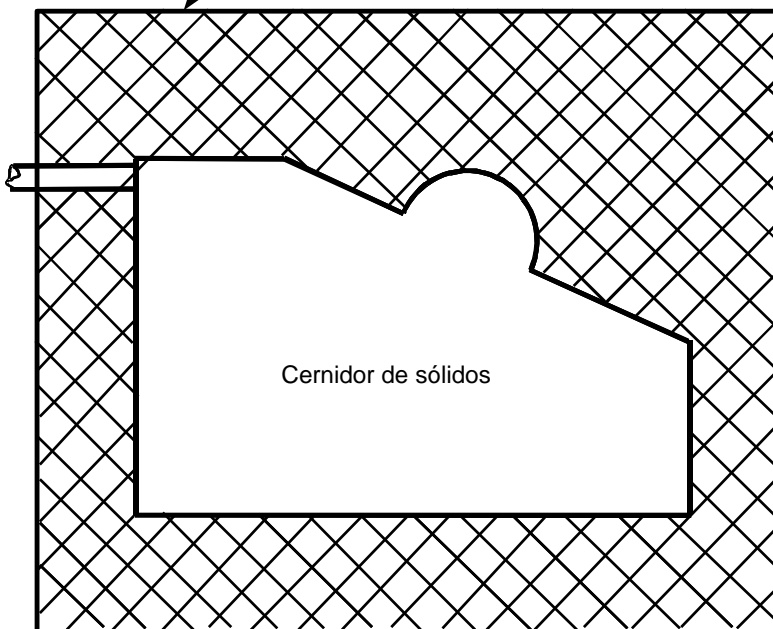


Figura No. 55 Cernidor de sólidos de lodo en un área abierta libremente ventilada.



Límite del área
cerrada o
semicerrada

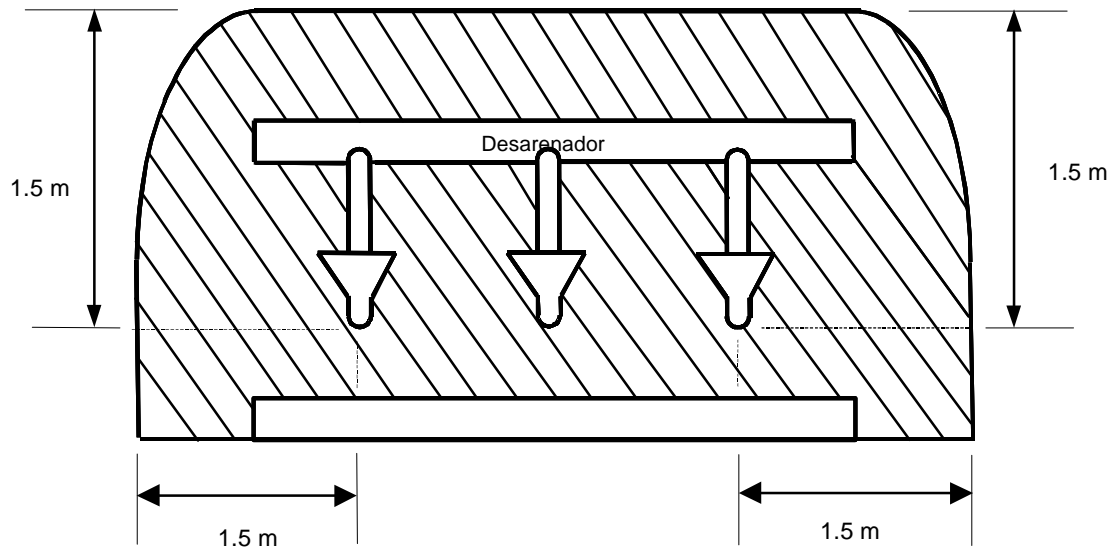


Área Clase 1, División 1.



Área Clase 1, División 2.

Figura No. 56 Cernidor de sólidos de lodo en un área cerrada o semi-cerrada adecuadamente ventilada.



Área Clase 1, División 1.

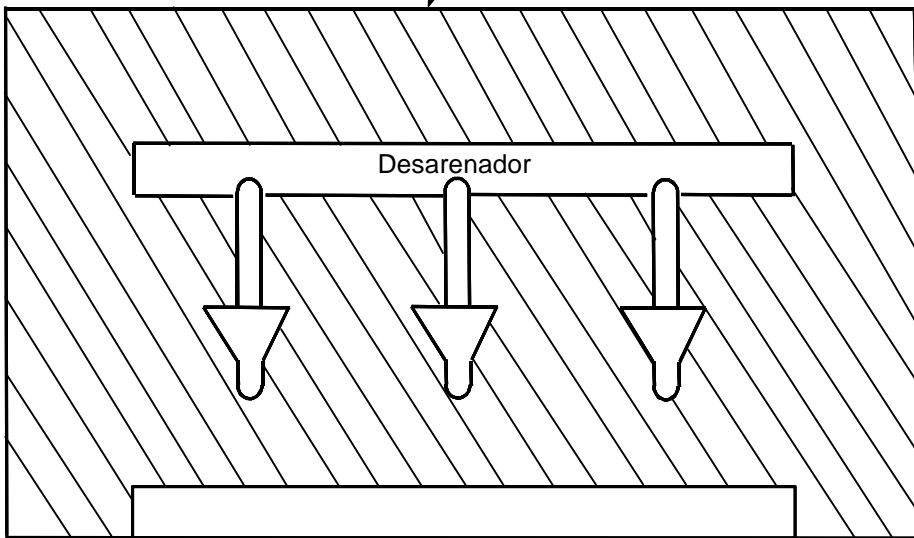


Área Clase 1, División 2.

Figura No. 57 Desarenador en un área abierta.



Límite del área cerrada o semi-abierta

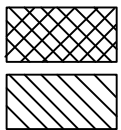
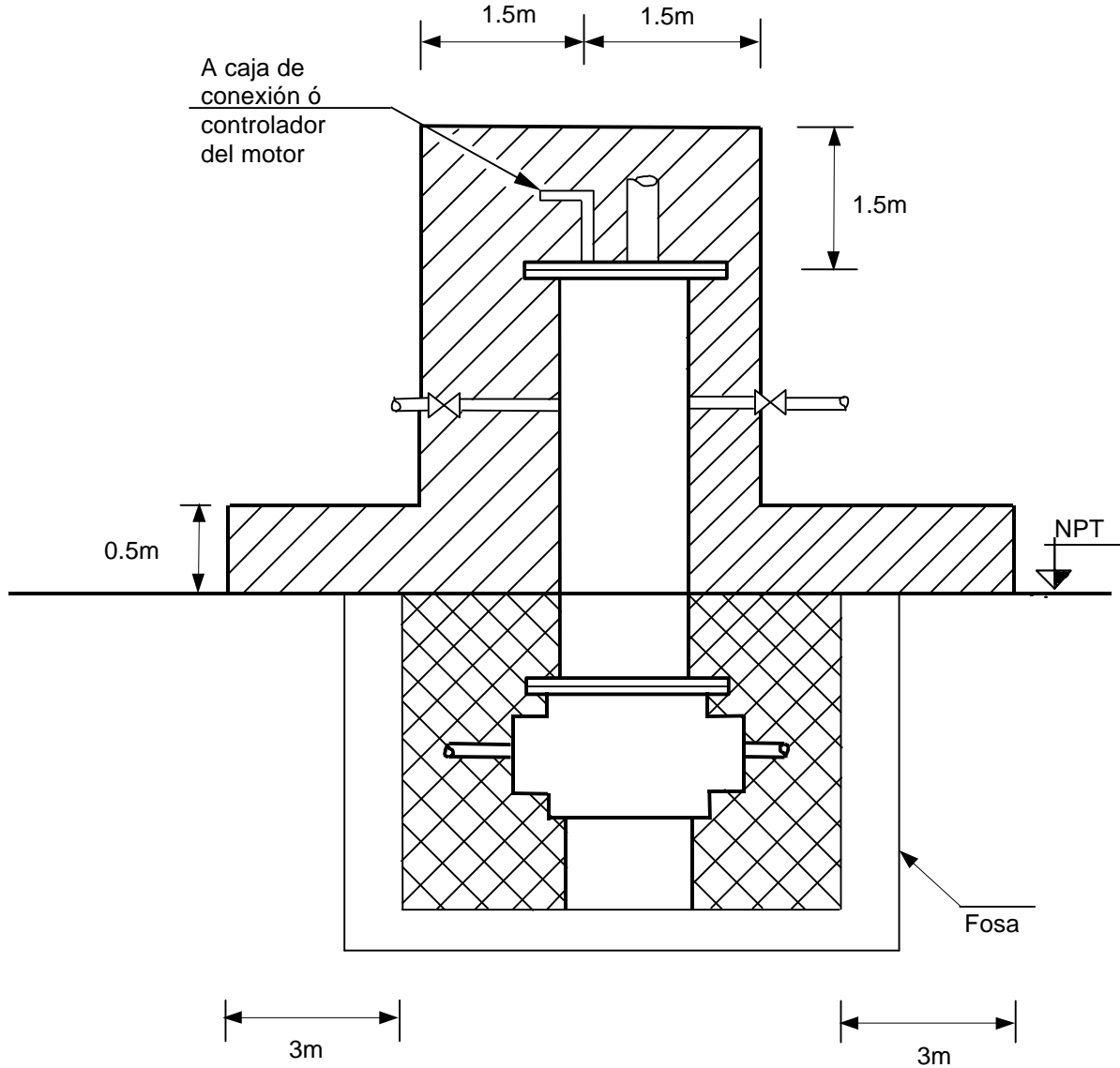


Área Clase 1, División 1.



Área Clase 1, División 2.

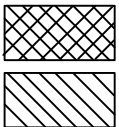
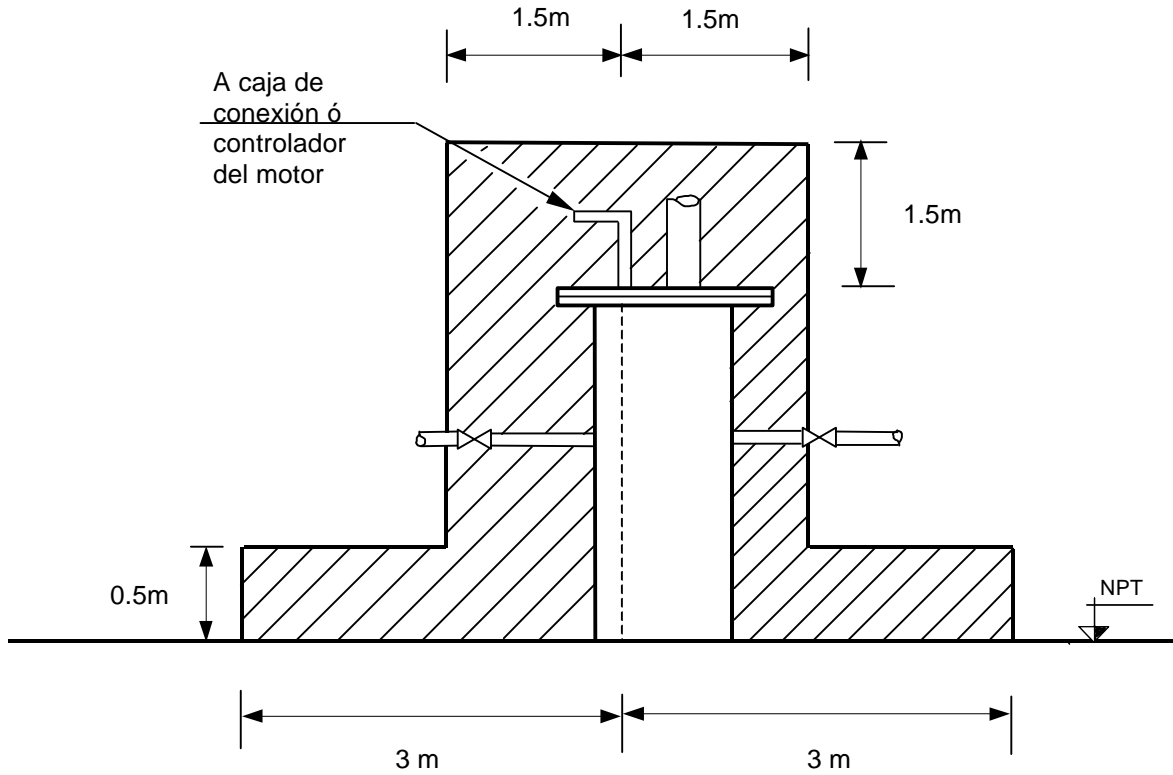
Figura No. 58 Desarenador en un área cerrada o semi-abierta adecuadamente ventilada.



Área Clase I, División 1

Área Clase I, División 2


Figura No. 59 Pozo de producción con bombeo eléctrico sumergible con fosa de contención.



Área Clase I, División 1.

Área Clase I, División 2.

Figura No. 60 Pozo de producción con bombeo eléctrico sumergible, sin fosa de contención.

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS Y SELECCIÓN DE EQUIPO ELÉCTRICO</p>	<p>No. de Documento NRF-036-PEMEX-2003 Revisión: 0 PÁGINA 87 DE 92</p>
--	---	---

13. ANEXOS.

ANEXO 13.1 Pasos a seguir en la elaboración de un documento que muestre la clasificación de áreas, de acuerdo a su grado de peligrosidad.

El plano de clasificación de áreas peligrosas, es un documento que muestra gráficamente el área de todas las instalaciones de la planta, sus delimitaciones y alturas de las áreas clasificadas a partir de sus fuentes de peligro, dirección de los vientos, referencias a detalles de instalación, la División, Clase y Grupo de los productos manejados y notas de aclaración.

Primer paso.

Obtención de la información necesaria para la elaboración del plano de clasificación de áreas peligrosas.

1. Bases de Diseño.

Documento en el que se indican los productos que se van a manejar, la localización de la planta, datos climatológicos, etc.

2. Propiedades de los gases, vapores y o mezclas explosivas

Las propiedades de los gases y vapores combustibles que se van a manejar son requeridas para determinar la clasificación de áreas peligrosas

En las tablas No. 1, 2 y 3, de esta norma se indican datos de algunas sustancias.

3. Plano de localización general.


Es necesario un plano de localización general que muestre todos los recipientes, tanques, bombas, compresores y en general equipo de proceso, edificios, cobertizos, estructuras, localización de puentes de tuberías de proceso, drenajes de proceso, fosas o zanjas, diques, o similares, que afecten la dispersión de cualquier líquido, gas o vapor. El plano de localización general debe mostrar la dirección de los vientos dominantes y reinantes.

4. Diagramas de flujo del proceso.

Diagramas de flujo de proceso de la planta, en los cuales se indique la presión, temperatura, velocidad del flujo, cantidad y composición de los diversos gases, vapores y o mezclas explosivas. Las hojas de datos de balance de materia y energía de flujos del proceso. De esta información se determina:

- a) Tamaño del equipo de proceso.
- b) Rango de flujo de proceso.
- c) La presión en el proceso.
- d) Si el gas o vapor combustible es más ligero que el aire (densidad de vapor < 1) o más pesado que el aire (densidad de vapor >1).
- e) Si la fuente de peligro se encuentra abajo o sobre el nivel de piso.

5. Diagramas de tuberías e instrumentación.

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS Y SELECCIÓN DE EQUIPO ELÉCTRICO</p>	<p>No. de Documento NRF-036-PEMEX-2003 Revisión: 0 PÁGINA 88 DE 92</p>
--	---	---

Diagramas en los que se indica la Instrumentación en los equipos y tuberías del proceso, drenajes en los equipos, venteos, válvulas etc.

6. Dibujos arquitectónicos y civiles de edificios y/o cobertizos
7. Hojas de datos de los equipos
Información complementaria de equipos.
8. Planos de fabricante, información para actualizar el plano de clasificación de áreas.

Segundo paso.

Localización de las fuentes de peligro.

De acuerdo a la información del proceso de la planta, se determinan las fuentes de peligro y el grado de peligrosidad de éstas (bombas, compresores, válvulas de control, desfuegos a la atmósfera, válvulas de relevo etc., etc.)

Tercer paso.

Elaborar el plano de Localización General en base al plano de localización de la planta, punto 3 del **primer paso**, deben considerarse cuando sea necesario cortes transversales y longitudinales para ser más objetiva la información.

Cuarto paso.

Establecer las extensiones de las áreas peligrosas tanto en el plano horizontal como en el vertical en función de la ubicación de sus fuentes de peligro, de acuerdo a los lineamientos establecidos en esta Norma:

Quinto paso.

Como una forma de simplificar el plano de clasificación de áreas peligrosas se puede hacer referencias a detalles estandarizados en esta norma.

Sexto paso.

En el plano de clasificación de áreas peligrosas se debe indicar información de la Clase y Grupo al que pertenecen los productos principales del proceso.

Séptimo paso.

En el plano de clasificación de áreas peligrosas se debe indicar la dirección de los vientos.

Criterios adicionales.



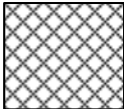




En un área de proceso, además de hacer la clasificación de áreas en equipos o sistemas específicos, debe considerarse la extensión de los límites de las áreas peligrosas en toda la instalación y depende de factores como son; el grado de ventilación que se tiene, la dirección de los vientos, la operación, el mantenimiento etc., ésto con el objeto de hacer la selección adecuada de la instalación y equipo eléctrico en toda el área de proceso.

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS Y SELECCIÓN DE EQUIPO ELÉCTRICO</p>	<p>No. de Documento NRF-036-PEMEX-2003 Revisión: 0 PÁGINA 89 DE 92</p>
--	---	---

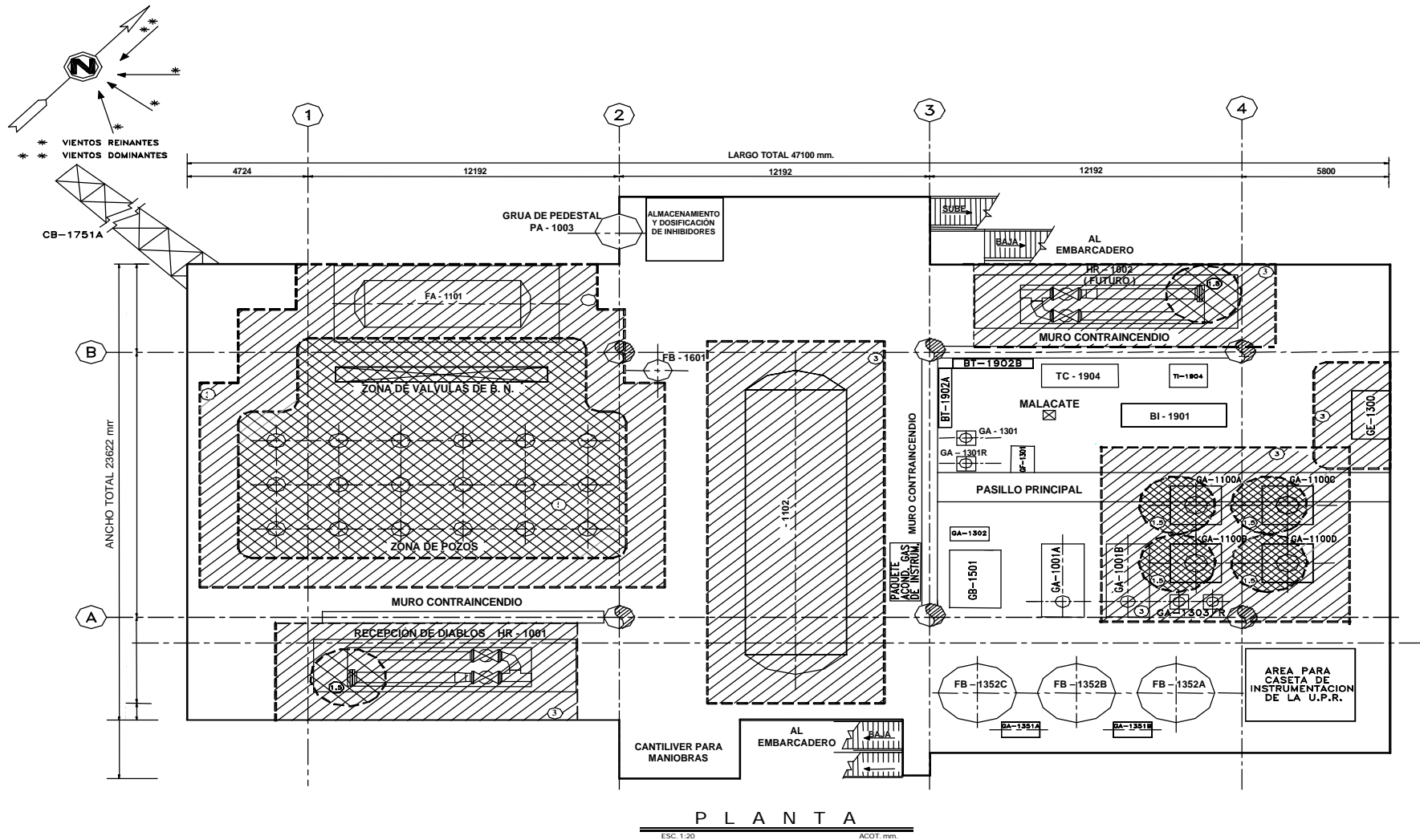
Simbología.

En el plano de Clasificación de Áreas Peligrosas se debe utilizar la simbología indicada a continuación.

SIMBOLOGÍA

	FUENTE DE PELIGRO
	FUENTE DE PELIGRO
	ÁREAS DE DIVISION 1
	ÁREAS DE DIVISION 2
	ÁREAS NORMALES
	INDICA LÍMITES DE ÁREA PELIGROSA
	INDICA ALTURA DE ÀREA PELIGROSA EN METROS

Ver dibujo típico "Clasificación de Áreas Peligrosas, Plataforma de Perforación, Anexo 13.2.




PLANTA

ESC. 1:20 ACOOT. mm.

ANEXO 13.2

PLANO TÍPICO DE CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS.





 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS Y SELECCIÓN DE EQUIPO ELÉCTRICO</p>	<p>No. de Documento NRF-036-PEMEX-2003 Revisión: 0 PÁGINA 91 DE 91</p>
--	---	---

ANEXO 13.2

PLANO TÍPICO DE LA CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS.

PLANO TÍPICO.

SIMBOLOGÍA.

	Áreas Clase 1, División 1.
	Áreas Clase 1, División 2.
	Área Normal.
-----	Indica límites de área peligrosa
	Indica altura en metros del límite del área peligrosa en metros.

NOTAS.

1. La clasificación de áreas peligrosas cumple con las siguientes normas, última edición.
NOM-001-SEDE-1999
API-RP-500-1997/1998
API-RP-514F-1999
2. La clasificación de áreas indicada, está de acuerdo al tipo de sustancias que se manejan
3. Las áreas peligrosas se clasifican como Clase 1, División 1 y División 2, Grupo D.
4. No deben existir partes energizadas al descubierto dentro de un área peligrosa.
5. Ningún tipo de equipo eléctrico o fuente de calor debe de exceder del 80 % de la temperatura de ignición de los productos inflamables que se manejan.
6. Cuando existan equipos o partes eléctricas que puedan generar chispa (arrancadores, apagadores, contactos, etc.) dentro de áreas peligrosas, se debe emplear envolventes y cajas de conexión (condulets) a prueba de explosión, y las tuberías (conduit) deben sellarse conforme a recomendaciones de las normas y estándares de referencia.
7. En áreas Clase 1, División 1, se debe emplear luminarias y cajas de conexión (condulet) a prueba de explosión.
8. En áreas Clase 1, División 2, se debe emplear luminarias a prueba de vapor. y cajas de conexión (condulet) no necesarias a prueba de explosión
9. Los receptáculos para toma de corriente, así como las clavijas deben ser a prueba de explosión y contar con un conector fijo para su conexión a tierra.



PRODUCTOS A MANEJAR EN EL PROCESO.

El gas natural es una mezcla de elementos inflamables cuyo punto de ignición se muestra en la siguiente tabla.

Producto	Grupo	Temperatura de ignición ° C	Temperatura de ignición ° F
Metano	D	630	1166
Etano	D	472	882
Propano	D*	450	842
Nitrogeno	D	---	---
N - Butano	D*	288	550
N - Exano	D*	232	450

*Elementos que constituyen menor peso en la mezcla del gas

LISTA DE EQUIPO DE PROCESO.

C L A V E.

BI – 1901
BT – 1902 A y B
FB – 1601.
FB – 1352 A, B y C
CB – 1751 A
FA – 1101
FA – 1102
GF - 1301
GA – 1100 A, B, C y D
GA – 1001 A y B
GA – 1301 A Y R.
GA – 1302
GA – 1303 y R
GA – 1351 A y B
GB – 1501
GE – 1300
HR – 1001
PA – 1003
TC – 1904.
T I – 1904

DESCRIPCION.

Bastidor de interruptores.
Bastidor de transmisores.
Tanque de drenajes aceitosos.
Tanques de almacenamiento de agua potable.
Quemador de pruebas.
Separador de prueba.
Separador remoto.
Filtro para agua de mar.
Bombas de crudo.
Bombas contra incendio.
Bombas de agua de mar.
Bomba reforzadora de agua de mar.
Bomba de agua de mar a potabilizadoras.
Bombas de agua potable.
Compresor de aire de instrumentos
Motogenerador.
Receptor de diablos.
Grúa de pedestal.
Tablero de control de pozos.
Tablero de interfase.