

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**NORMATIVIDAD DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS
EN ATMÓSFERAS EXPLOSIVAS PARA
ESTACIONES DE SERVICIO MIXTA**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

JOSE LUIS ENCARNACIÓN MELO

**PROMOCIÓN
2003 - II**

**LIMA – PERÚ
2008**

**NORMATIVIDAD DE INSTALACIONES EN ATMÓSFERAS EXPLOSIVAS
PARA ESTACIONES DE SERVICIO MIXTA**

DEDICATORIA

Para mi padre, mi madre y mis hermanos.

SUMARIO

El presente informe trata sobre las normas vigentes que rigen las instalaciones eléctricas en lugares con atmósferas explosivas que se aplican en las estaciones de servicio que utilizan combustibles líquidos y gaseosos. El Capítulo I explica los conceptos básicos para entender el estudio de las áreas clasificadas como peligrosas y algunos términos relacionados que debemos conocer. En el Capítulo II conoceremos las propiedades de las sustancias que se utilizan en las estaciones de servicio mixtas: gasolina, GLP y GNV. El Capítulo III citaremos las principales normativas relacionadas a los lugares con atmósfera peligrosa e identificaremos estas áreas dentro de una estación de servicio. En los Capítulos IV, V y VI revisaremos las especificaciones técnicas que se deben tomar en cuenta, tanto para las instalaciones eléctricas, elementos de seguridad, así como materiales y equipos, dentro de una estación de servicio “tres en uno”. Finalmente, en el Capítulo VII se detalla los procedimientos para obtener los informes técnicos favorables (ITF), así como las pautas a tener en cuenta en los estudios de impacto ambiental (EIA) como requisitos importantes para la operación de los establecimientos de venta al público de combustibles y gas natural.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I: DEFINICIONES PREVIAS	
1.1 Métodos de Protección	4
1.2 Clases, Divisiones, Zonas y Grupos	4
1.2.1 Clases	4
1.2.2 Divisiones	5
1.2.3 Grupos (Divisiones)	7
1.2.4 Zonas	8
1.2.5 Grupos (Zonas)	9
1.3 Clasificación de Áreas Peligrosas	10
1.3.1 Comparación entre Divisiones y Zonas	10
1.3.2 Clasificación de Áreas en la actualidad	11
1.3.3 Un enfoque práctico para la Clasificación de Áreas.	12
1.3.4 Ventilación adecuada para Zona 2	13
1.3.5 Responsable de la Clasificación de Áreas	13
1.4 Triángulo de Explosividad	14
1.4.1 El lado del Oxígeno	15
1.4.2 El lado del Combustible	15
1.4.3 El lado de la Fuente de Ignición	15
1.5 Gases y Vapores	15
1.5.1 Límites de Inflamabilidad	16
1.5.2 Temperatura de Inflamación	17
1.5.3 Temperatura de Auto-Ignición	17
1.5.4 Densidad de Vapor	17
1.6 Cargas Electrostáticas	18
1.6.1 Generación y Acumulación de Electricidad Estática	19
1.6.2 Peligro creado por una Carga Electrostática	19

CAPÍTULO II: SUSTANCIAS PELIGROSAS

2.1	Combustibles Líquidos	21
2.1.1	Características	21
2.1.2	Derivados del Petróleo	22
2.2	Combustibles Gaseosos	23
2.2.1	Proceso de Combustión	24
2.2.2	Gas Licuado de Petróleo y Gas Natural	25

CAPÍTULO III: MARCO NORMATIVO

3.1	Código Nacional de Electricidad - Utilización	27
3.1.1	Sección 100 – Equipos e Instalaciones Especiales	27
3.1.2	Sección 110 – Lugares Peligrosos	27
3.1.3	Sección 120 – Lugares de Manipulación de Combustibles	29
3.2	Dirección General de Hidrocarburos	33
3.2.1	Instalaciones Eléctricas en Establecimientos de Venta de Combustibles Derivados	33
3.2.2	Seguridad de las Instalaciones en Establecimientos de Venta de GLP para Uso Automotor	33
3.2.3	Normas de Seguridad para Instalación y Equipamiento de Establecimientos de Venta de GNV	34
3.4	Reglamento Nacional de Edificaciones	35
3.4.1	Locales para Líquidos Inflamables	35
3.5	Norma Técnica Peruana	35
3.5.1	Distancias Mínimas de Seguridad	36
3.5.2	Conexión de la Estación de Servicio a la Red de Distribución	37
3.5.3	Recinto para Compresores	37

CAPÍTULO IV: INSTALACIONES ELÉCTRICAS EN ESTACIONES DE SERVICIO

4.1	Sistema de Fuerza	39
4.2	Sistema de Iluminación	41
4.3	Sistema de Control	42
4.4	Prueba de las Instalaciones	43
4.5	Sistema de Ventilación	43
4.5.1	Caudal de Ventilación	47
4.5.2	Aplicación	48

CAPÍTULO V: ELEMENTOS DE SEGURIDAD

5.1	Puesta a Tierra	50
-----	---------------------------	----

5.2	Detector de Mezcla Explosiva	50
5.3	Válvulas y Accesorios	51
5.4	Medidas de Seguridad	51
CAPÍTULO VI: EQUIPAMIENTO A PRUEBA DE EXPLOSIÓN		
6.1	Prevención de Ignición Externa y Explosión	53
6.1.1	Gabinetes	53
6.1.2	Sistemas Purgados y Presurizados	55
6.1.3	Equipos Intrínsecamente Seguros	55
6.2	Equipos para Áreas Peligrosas	56
6.2.1	Dispositivos de Control e Interrupción	57
6.2.2	Luminarias	59
6.2.3	Motores	61
6.2.4	Tomacorrientes y Enchufes	61
6.3	Materiales para Cableado Eléctrico	62
6.3.1	Tubería Conduit	62
6.3.2	Sellos y Compuesto Sellador	63
6.3.3	Unión Universal	64
6.3.4	Acoplamiento Flexible	64
6.3.5	Cajas de Conexión	66
CAPÍTULO VII: APROBACIÓN Y PUESTA EN SERVICIO		
7.1	Informe Técnico Favorable para Instalación	68
7.2	Informe Técnico Favorable para Uso y Funcionamiento	69
7.3	Informe Técnico Favorable para Modificación y/o Ampliación	70
7.4	Estudio de Impacto Ambiental	70
7.4.1	Manejo de Registros	71
7.4.2	Procedimiento de Emergencias	72
CONCLUSIONES		75
ANEXOS		
A	Instalaciones Eléctricas ubicadas en Áreas de Operación de GNV	76
B	Plano de Clasificación para Áreas Peligrosas	79
C	Tabla de Sustancias Peligrosas usadas en la Industria	82
BIBLIOGRAFÍA		85

INTRODUCCIÓN

En nuestro país es poco difundido los términos “áreas clasificadas” o “atmósferas peligrosas”, confundiéndolas muchas veces con el término coloquial “a prueba de explosion”, lo cual por cierto también es inexacto. Las áreas peligrosas datan desde hace mucho tiempo y nació como una necesidad de seguridad en la explotación de minas de carbón, siendo el gas la primera sustancia ignitable. Como explicaremos mas adelante, la normativa actual permite la clasificación de áreas en 3 clases, siendo la primera designada a los gases precisamente, las otras dos son los polvos y fibras combustibles.

Actividades como la minería, el petróleo y recientemente gas natural son las principales fuentes de ingresos para nuestro país, y por tanto con un enorme desarrollo potencial para el negocio eléctrico. Precisamente estas actividades recurren mucho, debido a la naturaleza de los recursos que se explotan, al uso de equipos y materiales para áreas peligrosas en sus instalaciones eléctricas.

Se comenta que las primeras atmósferas explosivas se remontan hacia las minas de carbón. El gas metano, que es absorbido por el carbón, se libera una vez extraído. El gas metano, que es más ligero que el aire, sería ignitado ocasionalmente por las lámparas de la mina. Esto resulto en un doble peligro por la ignición del gas metano y la subsiguiente ignición del polvo de carbón. La primera solución fue contratar mineros para que encienda el gas todos los días antes de ingresar a la mina, con una cuerda muy larga con una brasa encendida al final. La lista de voluntarios pronto se redujo a convictos de la prisión local donde estaban recluidos.

Eventualmente, también los potros fueron alistados y equipados con sillas de montar especiales que llevaban una vela encendida. Los potros eran empapados con agua y enviados a través de los ejes de la mina con la esperanza de crear solamente explosiones muy pequeñas. En 1815, Sir Humphrey Davy inventó la lámpara de Davy, que era una linterna de keroseno con una fina malla de bronce que rodeaba la mecha ardiente. La malla emitía cierta luz pero era lo suficientemente fina como para no dejar propagar la llama a través de la pantalla. Luego, la ventilación mecánica fue introducida en las minas, el cual dispersaba el metano al punto donde no había suficiente

combustible para la ignición. El método de proporcionar una adecuada ventilación se usa hasta el día de hoy para reducir el peligro en atmósferas explosivas.

A inicios del siglo pasado, cuando los contratistas se ocupaban de las instalaciones eléctricas en la industria, los cables eléctricos se instalaban en las tuberías de gas existentes, lo que se conoce ahora como sistema de cableado en tuberías conduit. Esta fue la base para el futuro código americano y sus prácticas de cableado. Al mismo tiempo, la IEC (International Electrotechnical Commission) fue fundada en Suiza con el propósito de ser las "naciones unidas" de la industria eléctrica. Su meta es unificar los códigos y estándares de electricidad a nivel mundial. Solo unas cuantas prácticas de la IEC fueron incorporadas en el NEC (National Electrical Code) o en el CEC (Canadian Electrical Code), dos de los más importantes reglamentos que se aplican en Norteamérica, principalmente porque sus sistemas de tensión y frecuencia son diferentes al resto del mundo.

El advenimiento de automóviles y aviones en los años 1920, crearon la necesidad de refinar los combustibles. Debido a que los vapores volátiles de la gasolina y las chispas eléctricas no resultan una mezcla segura, la primera clasificación de área peligrosa, llamada "localización peligrosa adicional", designado más adelante como División 1, fue insertada en el NEC. La División 1 describe áreas que son normalmente peligrosas. Así, nació una nueva industria con la meta de proteger sus equipos eléctricos en atmósferas peligrosas. Los recintos a prueba de explosión, la seguridad intrínseca, la inmersión en aceite y las mallas de alambre para linternas en las minas fueron los primeros tipos de protecciones desarrolladas.

En 1931, se definieron la Clase I para gases y vapores, la Clase II para polvos y la Clase III para fibras. En 1935, las áreas Clase I fueron subdivididas en los Grupos A, B, C y D, basados en las principales características de los gases: presión explosiva, transmisión de la llama y la temperatura de ignición.

Después de la Segunda Guerra Mundial, hubo muchos cambios en Europa y Norteamérica. La escasez de metales promovió el uso del plástico en la fabricación de equipos eléctricos, y los primeros estándares de construcción para equipos eléctricos protegidos contra explosión aparecieron en Alemania. La industria norteamericana determinó que la clasificación de áreas necesitaba ser expandida. La División 2 fue necesaria para describir locaciones que no eran normalmente peligrosas para permitir el uso de equipos menos costosos y métodos de cableado menos restrictivos.

Estados Unidos y Canadá han discutido los méritos de clasificar áreas peligrosas como Zonas en lugar de Divisiones por más de 20 años. Para adoptar el método de Zonas, los canadienses tienen ahora la disponibilidad de utilizar equipos europeos (IEC) además de

los productos americanos. Muchos usuarios concuerdan que el mejor sistema de clasificación de áreas es el método de las tres Zonas, que permite usar equipos tanto americanos como europeos. Esto lleva a tener muchas opciones y alternativas para materiales y métodos de instalación, todos con diferentes métodos de protección.

La presente monografía pretende dar un alcance claro del concepto de un área peligrosa, la normativa bajo la cual se rigen para clasificar estas áreas, sea NEC, CEC o IEC, así como su aplicación en instalaciones eléctricas de estaciones de servicio donde actualmente se usan combustibles derivados, gas licuado (GLP) y gas natural (GNV).

Nuestro objetivo será realizar una correcta clasificación de áreas peligrosas en base a la legislación vigente aplicada en nuestro país y especificar el equipo correcto para cada en cada aplicación (sistema de alimentación, de iluminación) conociendo las características principales (físicas y químicas) de la sustancia explosiva (gas natural) presente en la instalación eléctrica, a fin de que esto represente minimización de costos para nuestro proyecto, evitando "sobredimensionar" nuestros equipos.

Además revisaremos la importancia de la ventilación en áreas peligrosas como una forma de controlar el ambiente mediante la introducción de aire limpio del exterior para diluir la concentración de sustancias inflamables, esto nos ayudará a "desclasificar" áreas con riesgo de explosión.

CAPÍTULO I

DEFINICIONES PREVIAS

1.1 Métodos de Protección.

En todo el mundo se utiliza el mismo principio básico de la protección contra explosiones. El método es evitar que materiales inflamables (gas, vapor, niebla o polvo) en peligrosas cantidades de aire (y oxígeno) - fuentes de la ignición, estén presentes al mismo tiempo. En las áreas donde no pueda evitarse que se generen mezclas explosivas de material inflamable y aire mediante la aplicación de medidas de protección básica contra explosiones, *se deben tomar acciones especiales para evitar el surgimiento de las fuentes de ignición.*

Por ello, los requerimientos de construcción e instalación se aplican a todos los aparatos eléctricos en áreas de alto riesgo. De acuerdo con los requerimientos de construcción DIN VDE 0170/171 Parte 1, EN 50 014, se permite la fabricación de aparatos con protección contra explosiones mediante diversos tipos de protección. La Tabla 1.1 muestra los tipos de protección de los Estándares Europeos y describe sus aplicaciones comunes.

1.2 Clases, Divisiones, Zonas y Grupos.

Una fuente de energía es todo lo que se necesita para que suceda una explosión cuando gases inflamables, vapor o polvos combustibles están mezclados en proporciones adecuadas con el aire. El triángulo de combustión es una manera efectiva de recordar este principio.

En un ambiente industrial, las chispas o el calor del equipo eléctrico pueden ser una fuente de ignición para los gases circundantes o polvos combustibles con resultados desastrosos. Usuarios, compañías aseguradoras y firmas de ingeniería clasifican las áreas peligrosas. Existen dos métodos para la clasificación de Áreas Peligrosas: Clases y Zonas.

1.2.1 Clases.

Usando la metodología de las Clases, las Áreas Peligrosas se dividen en tres distintas clases basadas en el material que hace a dicho lugar un Área Peligrosa.

- a) **Clase I** - áreas peligrosas debido a la presencia de gases y vapores. Ejemplos de área en las cuales se presenta una Clase I son: refinерías, plantas químicas, áreas de pintura con spray, plantas de tratamiento de aguas residuales, lugares para compresión y prensa e instalaciones farmacéuticas.
- b) **Clase II** - áreas peligrosas debido a la presencia de polvos combustibles. Ejemplos de áreas en las cuales se presenta una Clase II son: áreas de procesamiento y almacenes de granos, manejo y almacenamiento de carbón, plantas de cacao, procesamiento de metales y plantas de municiones y pólvora.
- c) **Clase III** - áreas peligrosas debido a la presencia de fibras fácilmente inflamables. Ejemplos de áreas en las cuales se presenta una Clase II son: fabricas textiles, aserraderos, áreas de manufactura de aislantes, fabricas de algodón y áreas de procesamiento de lana.

1.2.2 Divisiones.

Dentro de la clasificación de Clases las áreas están separadas en dos distintas divisiones; División 1 y División 2.

- a) **División 1** - se refiere a atmósferas en donde los materiales peligrosos puedan existir bajo condiciones normales de operación. División 1 es conocido como "*normalmente peligroso*". Un ejemplo de un área que puede ser clasificada como Clase 1 División 1, puede ser un área alrededor de una tina en donde un producto está siendo fabricado y los vapores inflamables son liberados como un producto normal del proceso de manufactura.
- b) **División 2** - se refiere a atmósferas en donde los materiales peligrosos no se encuentran normalmente. División 2 es conocido como "*normalmente no peligroso*". Un ejemplo de un área que puede estar clasificada como Clase 1 División 2 puede ser un lugar en donde los gases inflamables o vapores son manipulados en un sistema cerrado o confinados dentro de lugares cerrados adecuados en envoltentes apropiadas, o donde las concentraciones peligrosas son normalmente prevenidas por dispositivos mecánicos de ventilación. Áreas adyacentes a lugares División 1 en la cual los gases puedan escapar o presentarse ocasionalmente pueden ser considerados División 2.

Las áreas Clase II están también divididas en División 1 y División 2 dependiendo de la cantidad de polvo presente en el área. En Clase II División 1 el polvo combustible está en

el aire bajo condiciones normales de operación en cantidades suficientes para producir una mezcla explosiva o ignitable.

TABLA 1.1 Esquemas de protección según DIN VDE 0170/171 Parte 1, EN 50 014

TIPO DE PROTECCIÓN SEGÚN IEC	PRINCIPIO BÁSICO	ESQUEMA	APLICACIONES
ANTIDEFLAGRANTE	Un tipo de protección en el que las partes, <i>que pueden encender una atmósfera explosiva</i> , son colocadas en una caja, la cual puede resistir la presión generada durante una detonación interna de una mezcla explosiva y que evita la propagación de la explosión a las atmósferas explosivas que rodean la caja.	"d"	Interruptores, equipos de control e indicación, tableros de control, motores, transformadores, accesorios de iluminación y otros componentes que producen chispas.
SEGURIDAD AUMENTADA	Un tipo de protección en el que se aplican medidas a fin de evitar con mayor grado de seguridad la posibilidad de que se registren temperaturas excesivamente elevadas y que se produzcan arcos y chispas en el interior y en las partes exteriores de aparatos eléctricos, que no las produce en sus operaciones normales.	"e"	Cajas de terminales y conexiones, módulos EX de cubiertas de cajas de control (de un tipo diferente de protección), motores de jaula de ardilla, luminarias.
APARATOS PRESURIZADOS	Un tipo de protección en el que se evita el ingreso de una atmósfera circundante en la caja del aparato eléctrico manteniendo en el interior de la mencionada caja un gas protector (aire, gas inerte u otro gas apropiado) a una mayor presión que la de la atmósfera circundante.	"p"	Como las anteriores, pero en especial para equipo grande y salas de control.
SEGURIDAD INTRÍNSECA	Un tipo de protección en el que el aparato eléctrico contiene circuitos con seguridad intrínseca, que no tienen posibilidad de provocar una explosión en la atmósfera circundante. Un circuito o una parte de un circuito tienen seguridad intrínseca, cuando alguna chispa o efecto térmico en este circuito, producidos en las condiciones de prueba establecidas en este estándar (dentro del cual figuran las condiciones en operación normal y de falla específica) no puede ocasionar una ignición.	"i"	Equipo de control y medición.
INMERSIÓN EN ACEITE	Un tipo de protección en el que el aparato eléctrico o parte de aparato eléctrico es sumergido en aceite de manera tal que una atmósfera explosiva, que puede generarse arriba del aceite o afuera de la caja protectora no pueda encenderse.	"o"	Transformadores (usado en el presente muy raras veces)

RELLENO DE POLVO	Un tipo de protección en el que la cubierta del aparato eléctrico está rellena de un material en estado de gránulos finos de modo que, en las previstas condiciones de operación, cualquier arco que se produzca dentro de la caja de un aparato eléctrico no encenderá la atmósfera circundante. Ninguna ignición será ocasionada por llamas o temperatura excesivamente elevada de las superficies de la caja.	"q"	Transformadores, condensadores, cintas calentadoras, cajas de conexión, ensambles electrónicos.
MOLDEADO	Un tipo de protección en el que las partes, que pueden encender una atmósfera explosiva, son encerradas dentro una resina, con resistencia efectiva a las influencias ambientales de modo que esta atmósfera explosiva no pueda ser encendida por chispas o calentamiento, que pudieran generarse dentro del encapsulado.	"m"	Sólo interruptores de baja capacidad, aparatos de control, equipo de indicación, sensores.

En Clase II División 2 los polvos combustibles no se encuentran normalmente en el aire en cantidad suficiente que pueda producir una mezcla explosiva o ignitable.

Una Clase III División 1 es un lugar en el cual fibras fácilmente ignitables o materiales combustibles que producen partículas en suspensión son manufacturados o usados. Clase III División 2 es un lugar en el cual fibras fácilmente ignitables son almacenadas o manipuladas, fuera de procesos de manufactura.

1.2.3 Grupos (Divisiones).

Las áreas peligrosas son después divididas en subcategorías o grupos basados en las características de los materiales. Las áreas Clase I (gases y vapores) son divididos en 4 grupos: A, B, C, D.

Las áreas Clase II (polvos) son divididos en tres grupos: E, F, G. (para áreas Clase II, el Grupo E no existe en División 2, sólo en División 1.) No hay grupos para la Clase III (fibras fácilmente ignitables o partículas en suspensión). La Tabla 1.2 muestra los materiales peligrosos típicos para cada grupo.

TABLA 1.2 Grupo de Productos según NEC 2005

CLASE I (GASES & VAPORES)	CLASE II (POLVOS)	CLASE III (FIBRAS & PARTÍCULAS)
A – Acetileno	E – Metal	No hay Grupos
B – Hidrogeno	F – Carbón	
C – Etileno	G – Granos (orgánico)	
D – Propano		

En la selección del equipo, este debe ser aprobado no solo por la Clase o División del lugar, sino también en base a las propiedades explosivas o combustibles del vapor, polvos, fibras o partículas que están presentes.

Además, se debe considerar el calor que producen equipos como luminarias y calentadores, no deben de operar con temperaturas, debiendo operar dicha temperatura con una adecuada supervisión y medición para evitar que estén por arriba de la temperatura, lo cual pudiera ser potencialmente una fuente de ignición. Un número de identificación (Temperatura de identificación) es usado para señalar la temperatura máxima del equipo y es marcado en el mismo.

El número de identificación es conocido como un "T-Rating". La Tabla 1.3 muestra la máxima temperatura para cada uno de los 14 "T-Rating".

TABLA 1.3 Temperaturas de Identificación según NEC 2005

TEMPERATURA MÁXIMA		NÚMERO DE IDENTIFICACIÓN
°C	°F	
450	842	T1
300	572	T2
280	536	T2A
260	500	T2B
230	446	T2C
215	419	T2D
200	392	T3
180	356	T3A
165	329	T3B
160	320	T3C
135	275	T4
120	248	T4A
100	212	T5
85	185	T6

1.2.4 Zonas.

La elección de 1996 del NEC y la edición 1998 del CEC facilitó a las industrias en Norte América con la posibilidad de clasificar las áreas peligrosas. La clasificación por Zonas permite clasificar las áreas peligrosas que tengan presencia de gases, vapores o líquidos inflamables basándose en el sistema de tres zonas de IEC.

Un lugar Clase I, Zona 0, es aquel en el cual concentraciones ignitables de gases o vapores inflamables están presentes continuamente o por largos periodos de tiempo. Un ejemplo de un área que puede estar clasificada como Clase I Zona 0 es el espacio de vapor dentro de un tanque ventilado.

Un lugar Clase I, Zona 1 es aquel en el cual las concentraciones ignitables de gases o vapores inflamables existen bajo condiciones normales de operación. Un área adyacente a la Clase I Zona 0 puede ser también una Zona 1. Un ejemplo de un área que puede ser clasificada como Clase 1 Zona 1 puede ser un área de llenado de contenedores en una refinería (Zona 0 y Zona 1 son similares a División 1).

Un lugar Clase 1 Zona 2 es aquel en el cual las concentraciones de gases o vapores inflamables no son comunes en condiciones normales de operación y si llegaran a existir sería sólo por un periodo corto de tiempo.

Un ejemplo de un área que podría ser clasificada como Clase 1, Zona 2 debería ser un área de almacenaje de contenedores (Zona 2 es similar a División 2).

1.2.5 Grupos (Zonas).

Similar al método de clasificación por Clases o áreas peligrosas, el método de las Zonas también agrupa a los gases o vapores peligrosos y se apoya con las características de esos gases o vapores. En el sistema de clasificación por Zonas, existen 3 grupos; IIC, IIB y IIA. La Tabla 1.4 muestra los materiales peligrosos típicos para cada grupo.

TABLA 1.4 Materiales peligrosos típicos para cada grupo (NEC 2005)

GRUPO	GAS O VAPOR TIPICO
IIC	Hidrógeno y Acetileno
IIB	Acetaldehído y Etileno
IIA	Metano, Gasolina y Propano

También similar al método de las Clases, el método de las Zonas requiere que el equipo este marcado para mostrar la temperatura de operación o rango de temperatura. El rango de temperatura esta identificado a través del uso de un número de identificación o temperatura de identificación. La Tabla 1.5 muestra la máxima temperatura exterior o de superficie para las 6 clases de temperaturas.

TABLA 1.5 Clasificación de la temperatura para equipos eléctricos (NEC 2005)

CLASIFICACION DE LA TEMPERATURA EXTERIOR O DE SUPERFICIE PARA EQUIPOS ELECTRICOS GRUPO II						
Clasificación de Temperatura	T1	T2	T3	T4	T5	T6
Temperatura Máxima en la superficie (°C)	≤450	≤300	≤200	≤135	≤100	≤85

1.3 Clasificación de Áreas Peligrosas.

La clasificación de áreas peligrosas es un tema complejo. Sería ideal si todo el equipo eléctrico se podría instalar dentro de áreas seguras de tal forma que no haya peligro de ignición eléctrica durante el proceso de las plantas, pero esta situación es poco probable. Por lo tanto la clasificación de áreas es una consideración esencial en el diseño.

La clasificación de áreas en locaciones Clase I es la determinación de la frecuencia y duración probable de la presencia de una atmósfera de gas explosivo en un área peligrosa.

El CNE define una atmósfera de gas explosivo como una mezcla de sustancias inflamables en forma de gas, vapor o neblina, con el aire, bajo condiciones atmosféricas, en la cual, después de la ignición, se propaga la combustión a través de la mezcla no consumida.

En otras palabras, la clasificación del área es la determinación de la frecuencia y duración probable de la presencia de gas, vapor o niebla superior a 100% del LEL. Las áreas donde es probable que una atmósfera de gas explosivo este presente más frecuentemente o por largos períodos tendrá clasificación de área "más alta" que las áreas donde las atmósferas de gas explosivo ocurren con menos frecuencia o por períodos más cortos.

1.3.1 Comparación entre Divisiones y Zonas.

Muchos países están emigrando al uso del sistema de clasificación por zonas, que les da mayor flexibilidad para escoger equipos y métodos de cableado. La mayor parte de éstas instalaciones usando el concepto de zona fuera de Norteamérica se clasifican como Zona 1. Esto entra en conflicto directo al concepto de áreas en Norteamérica donde más del 90% de áreas peligrosas son clasificadas como Zona 2 o División 2.

Hubo tres criterios catalizadores para reclasificar áreas de División 1 a División 2:

- Reducir costos - las instalaciones División 2 son menos costosas.
- Leyes de contaminación atmosférica - requirieron la reducción drástica de fugas de emisiones de gases.
- Seguridad - la mayoría de las compañías redujeron emisiones de gases para crear ambientes de trabajo más seguros.

Es lógico esperar que la mayoría de instalaciones norteamericanas estén usando el concepto de zona en el futuro para clasificar locaciones peligrosas como Zona 2, que es equivalente a División 2.

División 2 es equivalente a Zona 2 mientras que División 1 puede ser Zona 0 o Zona 1. Zona 0 esta reservado para aquellas áreas continuamente peligrosas (por ejemplo, dentro de un depósito de gasolina), así que otras áreas División 1 serían clasificadas

como Zona 1. Una comparación entre el sistema de zona y áreas se muestra en la Tabla 1.6.

TABLA 1.6 Comparación entre sistema de zonas y divisiones (CEC 2006)

Class I	Division System	Description	2005 NEC (Article 505) & 2006 CEC Zone System	Comments
Gases & Vapours	Division 1	Hazardous under normal operations	Zone 0 Zone 1	Division 1 is split into Zone 0 and 1. Zone 0 is a small percentage of locations usually confined to inside vented tanks.
	Division 2	Not normally hazardous	Zone 2	Zone 2 and Division 2 are essentially the same.

1.3.2 Clasificación de Áreas en la Actualidad.

Se estima que menos del 5% de áreas peligrosas en Norteamérica están clasificadas como División 1. En Europa es lo contrario, la fracción de áreas clasificadas como Zona 1 es mayor al 60% de áreas peligrosas. Las razones para esta diferencia entre Zona 1/División 1 y Zona 2/División 2 en Europa y Norteamérica parece ser la diferencia entre los tipos de equipo disponible para los usuarios europeos y norteamericanos.

TABLA 1.7 Comparación para clasificación de áreas que se utiliza en Europa y USA (CEC 2006)

Classified Area		Time that hazardous gases are present in ignitable concentrations	Estimated % of Division areas in North America	Estimated % of Zone areas in Europe
Zone 0	Division 1	Continuously	<5%	<2%
Zone 1		Normally present		>60%
Zone 2	Division 2	Occasionally in normal operations	>95%	<40%
		Not normally present		

Antes de que el CEC y el NEC permitieran el uso de equipos para área peligrosa "estilo europeo", el incremento de costo entre dispositivos para cableado Zona 1 y Zona 2 en Europa eran mucho más bajos que el incremento para equipos División 1 y División 2 en Estados Unidos. Consecuentemente, no había un incentivo particular para que los europeos desarrollen equipos para Zona 2; en lugar de eso, los usuarios optaron por

elegir sistemas del cableado similares para ambas zonas. De igual manera, no había incentivo para clasificar áreas como Zona 2 aún cuando cumplían con las definiciones.

Por otra parte, en Estados Unidos, el incremento de costos para sistemas de cableado División 1 y División 2 era mucho mayor. Como resultado, a inicios de los 90's los usuarios norteamericanos empezaron a desarrollar procesos para clasificar mas estrechamente según las definiciones de clasificación del área, dando como resultado un porcentaje mucho más alto para áreas clasificadas como División 2/Zona 2.

Esto ha conllevado a enfocar el desarrollo y el uso de más productos para División 2/Zona 2 y una correspondiente disminución en el uso de productos para División 1 (a prueba de explosión).

Sin embargo, si la industria en Europa enfrenta los mismos criterios de costos que en los Estados Unidos, los europeos utilizarán más productos para Zona 2 y clasificarán un alto porcentaje de sus locaciones peligrosas como Zona 2.

1.3.3. Un enfoque práctico para la Clasificación de Áreas.

La clasificación de áreas es el más importante aspecto del diseño eléctrico en locaciones con atmósferas peligrosas. Históricamente el proceso de clasificar las locaciones peligrosas no han sido bien entendida por muchos diseñadores. Como consecuencia, la norma en la industria a sido tender a "sobre-clasificar" para errar a favor de la seguridad. Mientras que a principio de los 90's era práctica común clasificar la mayoría de locaciones peligrosas Clase I como Zona 1 (División 1), muchos usuarios ahora creen que realmente hay muy pocos edificios que no funcionen para Clase I, Zona 2 según las definiciones del CEC. Es importante recordar que las definiciones para locaciones peligrosas dentro del CEC son un requisito legal básico. Hay muchos otros documentos de la industria, como las Practicas Recomendadas para Clasificación de Áreas de la API, que solo son recomendaciones para cumplir las definiciones del CEC y no son requisitos de un Código. Cualquier método que demuestre conformidad con las definiciones de clasificación de área del CEC cumple los requisitos del CEC.

En la mayoría de los edificios, la opción para la clasificación de áreas está entre Zona 1 y Zona 2. Para tomar esa opción hay un número herramientas que pueden ser utilizadas.

Si puede ser demostrado que un edificio está "adecuadamente ventilado," se resuelve uno de requisitos principales de una clasificación Zona 2.

El otro requisito para utilizar la clasificación de Zona 2, es que la acción que se debe tomar para corregir un evento anormal, como la liberación de gas que se aproxime o exceda los niveles de explosión, sea en un "breve periodo de tiempo". Muchos industriales aceptan como "regla empírica" un límite de 10 horas al año para la exposición de "atmósferas con gas explosivo" en locaciones Zona 2.

Si el edificio está en un lugar continuamente monitoreado ya sea por detectores de gases para cerrar el proceso, o alarmas que permitan al operario corregir algún problema, se cumplen efectivamente los requisitos para una clasificación de Zona 2.

1.3.4 Ventilación adecuada para Zona 2.

El estándar API RP505 - Práctica Recomendada para la Clasificación de Áreas como Clase I, Zona 0, Zona 1 y Zona 2 en Instalaciones Eléctricas de Compañías Petroleras - esboza un número de métodos para demostrar o cumplir los requisitos para una "adecuada ventilación"

Un método que ha sido utilizado por muchos años es proporcionar un mínimo de seis cambios continuos del aire por hora. Otro método es realizar un estudio de las emisiones de fuga según el apéndice B del estándar de la API. Un tercer método sería medir la concentración de gas en las varias áreas de un edificio para determinar si el requisito para una "adecuada ventilación" se cumple realmente.

Los sistemas de detección de gases instalados a menudo graban permanentemente y proporcionan datos históricos. En los últimos años, una combinación de estudios y medición de la emisión de fuga se han utilizado para demostrar que un edificio está ventilado adecuadamente.

Mientras las prácticas pasadas le daban la clasificación de Zona 2 (División 2) a los edificios que se les proporcionaba seis cambios del aire por hora de manera mecánica, experiencias recientes han demostrado que muchos edificios Clase I a menudo requieren menos de un cambio del aire por hora para una "adecuada ventilación", y puede ser proporcionado por ventilación natural. El reducir este requerimiento elimina casi siempre la necesidad de complicados y costosos sistemas de ventilación y reducen la energía que consume el edificio.

Sin embargo, hay muchos casos donde los edificios, como por ejemplo las estaciones de bombeo, están remotamente localizados y no está monitoreado las 24 horas. En este caso, los edificios son diseñados como Zona 1 para adecuarse a cualquier imprevisto.

1.3.5 Responsable de la Clasificación de Áreas.

Hay un debate considerable alrededor de mundo en cuanto a quién es responsable de la clasificación de áreas peligrosas. En la mayoría de las compañías, los ingenieros electricistas dirigen el proceso de clasificación de áreas con la participación de los ingenieros de proceso.

Si el método norteamericano de clasificación de áreas por Divisiones ha sido utilizado en una planta existente entonces se toma como referencia el Apéndice J del CEC, los artículos 500-503 del NEC y las publicaciones RP 500B y RP 500C de la API.

La sección 18 del CEC y la publicación del estándar 79-10 de la IEC proporcionan una guía para la clasificación de áreas peligrosas para el sistema por Zonas. En cualquier caso, los diseñadores responsables, ingenieros electricistas o químicos deben hacer un análisis exhaustivo para determinar la correcta clasificación de las áreas peligrosas.

1.4 Triángulo de Explosividad.

Para que un lugar sea clasificado como Área Peligrosa debe haber la posibilidad que las condiciones para una explosión o fuego puedan existir como el resultado de algún evento anormal.

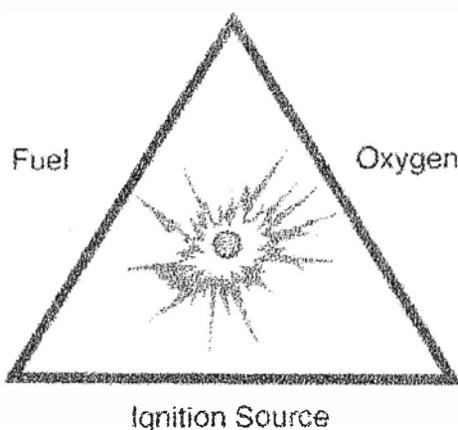


Fig. 1.1 Los tres elementos deben estar presentes para que pueda ocurrir una explosión.

Para entender mejor cual de estas condiciones “puede ser”, debemos entender el triángulo de combustión (TC) como requerimiento fundamental.

Para que tome lugar una explosión, debemos tener presente que los tres lados del triángulo satisfacen las siguientes condiciones.

- a) Debe haber una fuente de oxígeno presente. En la mayoría de situaciones, esto es una realidad como resultado del contenido de oxígeno en el aire (21%)
- b) Debe haber suficiente combustible presente en el aire para formar una mezcla inflamable. El oxígeno puede estar en forma de gas, vapor, niebla o polvo.
- c) Debe haber una fuente de ignición con suficiente energía para que encienda la mezcla aire-combustible. Para equipos eléctricos esto puede ser desde un arco o chispa del dispositivo o también una superficie caliente. Puede haber otras fuentes de ignición además de equipos eléctricos, como motores de combustión interna. Estos dispositivos están fuera del alcance de los códigos NEC y CEC, y normalmente están abordados por estándares como el de seguridad y salud ocupacional OSHA.

El principio básico de diseño en un área peligrosa es asegurar que los tres lados del triángulo no existan simultáneamente. Si cualquier lado no está presente, no puede

ocurrir una explosión. La protección contra explosiones por lo tanto requerirá controlar o eliminar uno o mas lados del triangulo.

1.4.1 El lado del Oxígeno.

En la mayoría de situaciones hay suficiente oxígeno presente en el aire (21%) para cumplir las condiciones para una explosión. Sin embargo, en algunas situaciones el oxígeno se puede excluir protegiendo un área cerrada con otro gas para asegurar que allí no habrá suficiente oxígeno. El gas protector es normalmente un gas inerte, como nitrógeno, o en algunos casos inclusive puede ser un gas inflamable como metano.

1.4.2 El lado del Combustible.

El lado del combustible del triangulo es removido confinando los gases, vapores y líquidos inflamables en tuberías o tanques, o en conductos cerrados en el caso de polvos. Por supuesto siempre hay la posibilidad de que materiales inflamables puedan escaparse in suficiente cantidad para formar una mezcla explosiva como resultado de un mal funcionamiento del equipo. En algunos casos una mezcla explosiva puede estar presente frecuentemente o continuamente como resultado de la operación normal como en el interior de los tanques de almacenaje de combustible o en el interior de las latas de pintura en aerosol.

La determinación de la cantidad de tiempo que una mezcla explosiva estará presente en un lugar es la base de la clasificación de áreas, el cual es discutido mas adelante con mayor detalle.

1.4.3 El lado de la Fuente de Ignición.

Los equipos eléctricos instalados en Áreas Peligrosas componen el lado de la fuente de ignición del triangulo de combustión.

Los diversos diseños usados para equipos eléctricos aseguran que no habrá una ocurrencia simultánea de los tres lados del TC. El diseño específico de un dispositivo eléctrico para uso en área peligrosa dependerá de la cantidad de tiempo que estará expuesto a concentraciones de materiales inflamables. En otras palabras, el diseño debe ser apropiado para la clase de área en el cual el equipo esta instalado.

Todos los diseños de equipo para diferentes "Zonas" o "Divisiones" esta basado en asegurar que la probabilidad de ocurrencia simultánea de concentraciones gases inflamables (o vapor, niebla o polvo) y una fuente de ignición en el equipo sean tan bajas que en la práctica esto no sucederá.

1.5 Gases y Vapores.

Las fuentes de ignición pueden presentarse por varios principios mecanismos, pero para nuestro estudio consideramos solo las fuentes eléctricas como potencial de ignición.

Las características más importantes respecto a la ignición son:

- Limite Superior de Inflamabilidad
- Limite Inferior de Inflamabilidad
- Temperatura de Inflamación del material inflamable
- Temperatura de auto-ignición
- Densidad de vapor

1.5.1 Límites de Inflamabilidad.

Hay un número de características de los gases y vapores que son importantes para la clasificación de Áreas Peligrosas y la aplicación de los equipos dentro de los ambientes clasificados.

a) Límite Inferior de Explosividad (LEL).

Es el porcentaje más bajo por volumen de gas (o vapor) en una mezcla de aire-gas que formará una concentración inflamable. Debajo de esta concentración hay insuficiente gas o vapor en la mezcla y esta es muy magra para ser encendida.

b) Límite Superior de Explosividad (UEL).

Es el más alto porcentaje por volumen de gas o vapor en una mezcla gas-aire que formará una mezcla inflamable. Encima de esta concentración hay mucho gas o vapor en la mezcla gas-aire y esta a punto de encender.

Si el porcentaje de gas esta debajo del limite inferior, la mezcla es muy pobre (escaso combustible) para encender. La mezcla es demasiado rica (escaso oxigeno) si el porcentaje esta arriba del limite superior. Algunos gases, como el metano, son muy inflamables sobre un rango relativamente estrecho del 5% al 15%. El metano es frecuentemente utilizado en forma de gas natural para proveer de una cubierta de gas a baja presión sobre los líquidos en tanques para asegurar que no se forme una mezcla combustible. La presencia de una capa de gas natural cubriendo la mezcla en el tanque siempre estará arriba del UEL.

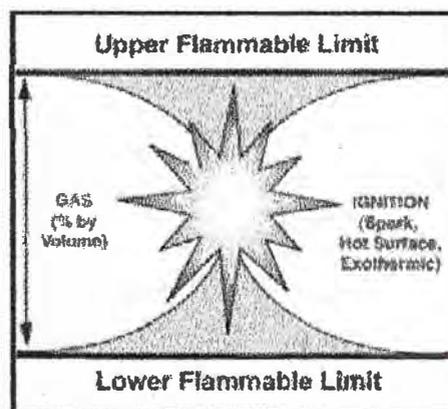


Fig. 1.2 La mezcla de gas y aire debe estar entre el limite superior e inferior de inflamabilidad para que un incendio o explosión pueda ocurrir.

1.5.2 Temperatura de Inflamación.

La temperatura de inflamación del material (flash point) es la temperatura mínima de un líquido en el cual se emite suficiente vapor para formar una mezcla inflamable con el aire, cerca de la superficie del líquido. Líquidos con una temperatura de inflamación debajo de los 37.8°C (100°F) son definidos como líquidos inflamables mientras que los líquidos con una temperatura de inflamación por encima de los 37.8°C se definen como líquidos combustibles.

Los líquidos que se almacenan o se usan por debajo de su temperatura de inflamación normalmente no requerirán de un espacio clasificado como área peligrosa. En cambio, los líquidos que son almacenados o procesados a baja presión, el cual puede escaparse en forma de niebla, puede ser inflamable a temperaturas debajo de su temperatura de inflamación.

Los límites de inflamabilidad están normalmente dados a 25°C, un incremento en la temperatura amplía los límites de inflamabilidad.

Como regla general, debajo de 12°C la temperatura de inflamación da lugar a una concentración de vapores inflamables al 50% del límite inferior de inflamabilidad.

1.5.3 Temperatura de Auto-Ignición.

La temperatura de ignición de un gas, a veces referida como temperatura de auto-ignición, es la temperatura superficial mas baja que encenderá la atmósfera inflamable (independientemente de cualquier elemento calentado externamente). Esto llega a ser importante cuando determinamos el grado de temperatura exterior de un gabinete. Los valores de temperatura de ignición se obtienen inyectando una muestra de gas en un frasco calentándolo para determinar la mínima temperatura en la cual toma lugar la ignición.

Las temperaturas de ignición actuales son afectadas por muchas variables tales como el porcentaje del gas o vapor en la mezcla, el tamaño y forma de las superficies calientes, las corrientes del viento y de convección, etc. Los valores de temperatura de ignición publicados se aceptan generalmente como temperaturas mínimas de ignición.

1.5.4 Densidad de Vapor.

La densidad de vapor de un gas, a veces llamada "densidad de vapor relativa", es el peso de un volumen de vapor o gas sin aire comparado con el peso de un volumen igual de aire seco a la misma temperatura y presión atmosférica.

Una densidad de vapor mayor que 1.0 indica que el vapor o gas es más pesado que el aire y tiende a asentarse a nivel del suelo. Una densidad de vapor menor que 1.0 indica que el vapor o gas es más ligero que el aire y tiende a elevarse.

1.6 Cargas Electrostáticas.

La electricidad estática constituye un desequilibrio transitorio en la distribución de cargas por transferencia entre la superficie de dos elementos o medios suficientemente próximos, con la creación de un campo eléctrico y una diferencia de potencial que pueden alcanzar valores muy elevados. Cuando dos elementos con carga de igual valor y signo contrario se encuentran separados por un medio aislante, entre los que se encuentra el aire, puede establecerse, de existir una vía conductora, una descarga disruptiva con liberación de energía.

Tales descargas también se producen entre un cuerpo cargado eléctricamente y otro cuerpo próximo exento de cargas pero conectado eléctricamente a tierra. Al disminuir la distancia, también resulta menor la tensión precisa para que se opere la descarga disruptiva. La energía liberada al producirse la chispa es el parámetro determinante en la peligrosidad de la chispa.

Innumerables experiencias han puesto de manifiesto que, tratándose de gases y vapores de hidrocarburos saturados, se requieren energías de descarga del orden de 0.25mJ para que se produzca la ignición de mezclas óptimas con aire. Los hidrocarburos no saturados requieren, sin embargo, menores energías de ignición. Asimismo, las descargas disruptivas correspondientes a diferencias de potencial de menos de 1.500 V difícilmente originan situaciones de riesgo en presencia de hidrocarburos saturados.

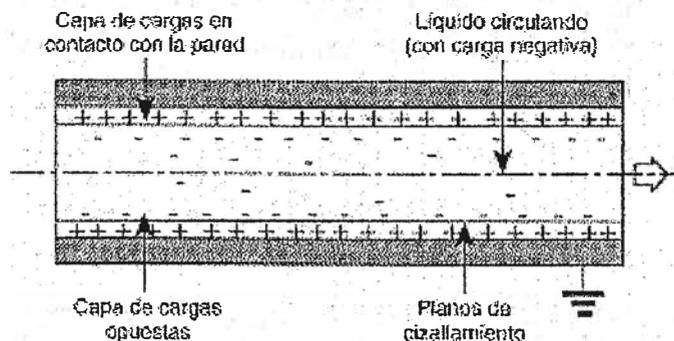


Fig. 1.3 Transferencia de cargas entre líquidos y sólidos.

Una vez que se detiene el proceso de carga electrostática, las cargas en exceso empiezan a equilibrarse entre sí. Esta descarga sigue un curso exponencial, en función de la resistencia del material cargado y de su resistencia de fuga a tierra. En el caso concreto de los líquidos inflamables, éstos, dependiendo de la temperatura y del punto de inflamación, pueden formar mezclas explosivas vapor/aire susceptibles de encenderse

por cualquier tipo de fuente de ignición: chispas por impacto, superficies calientes, fricción, etc., destacando entre ellas las cargas electrostáticas.

1.5.1 Generación y Acumulación de Electricidad Estática.

La generación de electricidad estática en la actividad de carga y descarga de camiones cisterna, cuando se manipulan inflamables, admite varios orígenes. Uno de ellos es el resultado de la filtración del producto a través de los diminutos orificios del filtro, operación que puede producir muy altos niveles de cargas y que requiere, para su disipación, un periodo de tiempo considerable.

Un segundo mecanismo es el producido por el movimiento del producto a través de los filtros de malla intercalados en los circuitos de manipulación (bridas con filtro), debiendo precisarse que con tamaños de orificio mayores de 300 micras existe poca probabilidad de que se generen situaciones peligrosas. De ahí que, en estos casos, el tiempo de relajación a que se hacía referencia pueda ser reducido, por ejemplo a 30 segundos. Sin embargo, cuando el orificio de malla disminuye, la generación de cargas podría acercarse, en ciertas circunstancias, a niveles considerables de riesgo. Tamaños de poro por debajo de las 150 μ m puede entrañar peligrosidad, especialmente si se encuentran obturados, debiendo recurrirse al intervalo de disipación de cargas, al tiempo que se procede a la limpieza o sustitución de filtros cuando la presión llega a ser excesiva.

El tercer mecanismo de generación es el debido al simple movimiento del líquido a lo largo de la tubería, dependiendo la generación de cargas de la clase de producto y de su velocidad de circulación.

Para que una carga electrostática pueda constituir una fuente de ignición en el interior de un recinto vacío, deben concurrir las condiciones siguientes:

- Existencia de elementos generadores de cargas electrostáticas.
- Acumulación suficiente de cargas electrostáticas como para generar chispas.
- Presencia de una mezcla inflamable susceptible de ignición.

1.5.2 Peligro creado por una Descarga Electroestática.

Una descarga electrostática es capaz de causar una ignición, siempre y cuando la energía liberada sea mayor que la energía mínima de ignición de la mezcla combustible presente en ese momento. La Tabla 1.10 muestra la energía mínima de ignición en el aire de algunos productos de uso frecuente.

A su vez, para que una mezcla gas-aire o vapor-aire se inflame, no sólo la relación de la concentración del material inflamable frente a la concentración de aire (oxígeno) debe encontrarse dentro de los límites de inflamabilidad, sino que sólo será susceptible de ignición si la temperatura del líquido del que emana supera el punto de inflamación. Especial atención debe prestarse, no obstante, a los aerosoles en los que las pequeñas

gotas pueden incrementar muy rápidamente su temperatura, superando el punto de inflamación, debido a su baja capacidad calorífica.

TABLA 1.10 Energías de ignición en el aire (fuente: SIAFA)

SUSTANCIA	e_A (mJ)
Disulfuro de carbono	9×10^{-3}
Hidrogeno	11×10^{-3}
Acetileno	$17 \cdot 10^{-3}$
Etileno	$7 \cdot 10^{-3}$
Metanol	$14 \cdot 10^{-3}$
Ciclopropano	$18 \cdot 10^{-3}$
Ciclohexano	$22 \cdot 10^{-3}$
n-Heptano	$24 \cdot 10^{-3}$
Propano	$25 \cdot 10^{-3}$
Metano	$29 \cdot 10^{-3}$
Alcohol isopropílico	$65 \cdot 10^{-3}$
Acetona	1.15
Iso-octano	1.35
Acetato de etilo	1.42

CAPÍTULO II

SUSTANCIAS PELIGROSAS

2.1 Combustibles Líquidos.

Los combustibles líquidos, desde el punto de vista industrial, son aquellos productos que provienen del petróleo bruto o del alquitrán de hulla. Los clasificamos según su viscosidad o fluidez según su procedencia.

A partir del crudo de petróleo podemos obtener un gran número de combustibles líquidos. El petróleo resulta ser la fuente por antonomasia de combustibles líquidos. Los principales combustibles líquidos son la gasolina, el keroseno, gas-óleos y fuel-óleos.

2.1.1 Características.

Como derivados que son del petróleo crudo, los combustibles líquidos están formados básicamente por compuestos hidrocarbonados. Pueden contener, además, O₂, S, N. Las principales características que caracterizan a un combustible líquido serán: poder calorífico, densidad específica, viscosidad, volatilidad, punto de inflamación, punto de enturbamiento y congelación, contenido de azufre, punto de anilina y presión de vapor Reid.

- a) **Poder Calorífico:** es el calor de combustión, energía liberada cuando se somete el combustible a un proceso de oxidación rápido, de manera que el combustible se oxida totalmente y que desprende una gran cantidad de calor que es aprovechable a nivel industrial.
- b) **Densidad Específica o Relativa:** se define como la relación entre densidad absoluta de un producto (a una temperatura) y la densidad del agua líquida a 4°C. Las densidad específicas o relativas de los combustibles líquidos varían, pero los más ligeros serán los que tengan menor contenido en átomos de carbono. De este modo, las gasolinas serán las que tengan menor densidad específica, mientras que los fuel-óleos serán los que mayor densidad específica tengan. Es importante conocer la densidad específica y la temperatura a la que es medida

porque los combustibles líquidos se comercializan midiendo su volumen, el cual va a variar con la temperatura.

- c) **Viscosidad:** mide la resistencia interna que presenta un fluido al desplazamiento de sus moléculas. Esta resistencia viene del rozamiento de unas moléculas con otras. Puede ser absoluta o dinámica, o bien relativa o cinemática. La fluidez es la inversa de la viscosidad. Por ello la medida de la viscosidad es importante porque nos va a dar una idea de la fluidez del combustible; permite apreciar la posibilidad del bombeo de un producto en una canalización y de este modo nos permite saber si podemos tener un suministro regular.
- d) **Volatilidad:** se determina con la curva de destilación. Un combustible líquido es una fracción de la destilación del crudo de petróleo. Tendremos una u otra cosa dependiendo de donde cortemos en la destilación, es decir, de las temperaturas donde recojamos en el intervalo de destilación.
- e) **Punto de Inflamación:** se define como la mínima temperatura a la cual los vapores originados en el calentamiento a una cierta velocidad de una muestra de combustible se inflaman cuando se ponen en contacto con una llama piloto de una forma determinada. El punto de inflamación nos da una idea de la cantidad de compuestos volátiles o muy volátiles que puede tener un combustible. Teniendo en cuenta el punto de inflamación podremos estimar cuales van a ser las condiciones de almacenamiento de ese combustible.
- f) **Presión de Vapor de Reid:** aunque esta no sea una medida exacta de la volatilidad, nos mide la tendencia que presenta el combustible a pasar a fase vapor. Para determinarla se mide la presión de vapor formado en el calentamiento de una muestra de un combustible líquido a 37.8°C (ASTM-D323). Esta prueba se emplea para saber qué ocurrirá en el almacenamiento de los productos en la refinería.

2.1.2 Derivados del Petróleo.

La gasolina natural es una mezcla de pentano, hexano y otros hidrocarburos más pesados. Se usa en las refinerías para la preparación de gasolinas de uso automotor y como materia prima para la petroquímica.

Las gasolinas son los primeros combustibles líquidos que se obtienen del fraccionamiento del petróleo. Tienen componentes hidrocarbonados de C_4 a C_{10} y una temperatura de destilación de entre 30 y 200°C. Podemos tener en ella casi todos los compuestos hidrocarbonados que sean teóricamente posibles, como parafinas, cicloparafinas, ciclohexánicas, ciclohexénicas, etc.

La fracción principal, sin embargo, va a estar formada por pocos componentes y con muchas ramificaciones, que son los que van a aumentar el octanaje. La combustión de una gasolina es como la de cualquier combustible líquido, en la cual se va a generar calor y desprender gran cantidad de energía.

La volatilidad se estudia de acuerdo a la curva de destilación ASTM. La volatilidad de una gasolina se define como la tendencia a pasar a fase vapor a una condición determinada. El estudio de la curva de destilación nos dice como se va a comportar el combustible, la gasolina en este caso, cuando lo metamos en un motor.

La estabilidad al almacenamiento se evalúa por la tendencia que presenta la gasolina a formar gomas. Las gomas son residuos que se forman durante el almacenamiento de las gasolinas cuando parte de sus componentes se han evaporado. Esta evaporación ha transcurrido en contacto con aire y con metales. Estas gomas corresponden a compuestos originales por la oxidación y polimerización de las olefinas y de las gasolinas. El octanaje es la medida de la tendencia de la gasolina a la detonación (sonido metálico que percibimos acompañado de recalentamiento, pérdida de potencia).

Las naftas son como disolventes, están entre la gasolina y el diesel. Se emplean como disolventes, procesos de síntesis, productos de limpieza, etc. Son de carácter alifático (alcanos). Los querosenos son parecidos a las naftas, tuvieron auge porque tenían una fracción muy amplia. Se usó en alumbrado no eléctrico (quinqué), hoy en día se usa en estufas caseras.

2.2 Combustibles Gaseosos.

Se denominan combustibles gaseosos a los hidrocarburos naturales y a los fabricados exclusivamente para su empleo como combustibles, y a aquellos que se obtienen como subproducto en ciertos procesos industriales y que se pueden aprovechar como combustibles.

El poder calorífico, una de las propiedades más importantes de un combustible, se expresa para los combustibles gaseosos por unidad de volumen en condiciones normales. El valor del poder calorífico va a variar mucho dependiendo del tipo de gas que estemos manejando, y por lo tanto, en función de los componentes del combustible que estemos manejando. Las unidades del poder calorífico son Kcal/m^3 ; Btu/ft^3 ; Cal/L .

Otra propiedad importante del combustible es el calor específico. Se define éste como la cantidad de calor requerida para que la unidad de masa de gas aumente su temperatura 1°C . Las unidades son $\text{cal/g}^\circ\text{C}$; $\text{Kcal/Kg}^\circ\text{C}$; $\text{Btu/lb}^\circ\text{F}$.

Otra característica importante de los combustibles es su intercambiabilidad. Se dice que dos gases son intercambiables cuando distribuidos bajo la misma presión en la misma red y sin cambios de regulación producen los mismos resultados de combustión (el

mismo flujo calorífico) y la llama presenta la misma e idéntica posición y el mismo comportamiento también. Es imposible en la realidad que dos gases sean intercambiables al 100%; lo que se mira realmente es que prácticamente sean intercambiables.

2.2.1 Proceso de Combustión.

En la combustión de un combustible gaseoso es fácil deducir que la mezcla con el comburente se realiza de una manera fácil. El modo en que básicamente se realiza la combustión es igual que para un combustible sólido o líquido. Se sigue utilizando, en general, el aire como comburente, aunque a veces se usa el oxígeno. Es necesario en este caso el uso de quemadores, que es donde se va a producir la mezcla combustible comburente. La combustión es rápida, pero no instantánea. Es necesario un tiempo de mezcla para facilitar la reacción.

La combustión es, como sabemos, una reacción de oxidación. La llama es la fuente de calor de esta reacción. En todo proceso de combustión hay 3 condiciones que se deben cumplir:

- a) Para que puede iniciarse y propagarse la combustión, hace falta que simultáneamente el combustible y el comburente esté mezclado en cierta proporción y que la temperatura de la mezcla sea localmente superior a la temperatura de inflamación.
- b) Para que la combustión se mantenga debe ocurrir que:
 - (i) Los productos originados en la combustión de evacuen a medida que se producen.
 - (ii) La alimentación del comburente y del combustible sea tal que se cumplan las condiciones expuestas hasta ahora.
- c) Para que la combustión se realice en buenas condiciones se debe cumplir que:
 - (i) El aire empleado en la combustión sea el correspondiente a una combustión completa sin exceso de aire (aire empleado igual aire mínimo).
 - (ii) Debe haber una determinada turbulencia y un tiempo determinado.

Las características de la combustión de gases son:

- a) **Temperatura de Ignición:** es la mínima temperatura a la que puede iniciarse y propagarse la combustión en un punto de una mezcla aire-gas. El autoencendido de una mezcla aire gas se produce sobre los 650-700°C.
- b) **Límites de Inflamabilidad:** se entienden estos como los porcentajes de aire y gas que presentan una mezcla de ambos para que pueda iniciarse y propagarse la combustión de dicha mezcla. Normalmente se expresa en porcentaje de gas

combustible en la mezcla. Tanto el exceso de combustible como de comburentes son perjudiciales para la combustión, fuera de los límites de inflamabilidad.

- c) **Velocidad de Deflagración:** es la velocidad de propagación de una llama estable.

2.2.2 Gas Licuado de Petróleo y Gas Natural.

El GLP formado principalmente por propano o mezclas de butano/propano, es un gas producido por el hombre, más pesado que el aire y que tal como lo indica su nombre, se almacena en cilindros en forma líquida. En caso de escapes, este gas al ser más pesado que el aire, puede filtrarse hacia las zonas más bajas del ambiente, como subterráneos, desagües y alcantarillados. Puede ser convencional o catalítico. La diferencia es que al segundo se le disminuyen derivados de acetano, propileno, olefinas, etc.

El gas natural (metano) se extrae directamente de las profundidades de la tierra, para luego ser transportado a través de tuberías (gaseoductos) hasta las casas o centros de consumo. Hay algunos procesos en que interviene el hombre para habilitarlo para el consumo, pero son mínimos comparados con el del GLP. Este gas es más liviano que el aire, por lo que en caso de escapes, puede ser ventilado con facilidad abriendo puertas y ventanas.

Ambos gases son muy inflamables, lo que hace fácil su combustión, son fáciles de producir y transportar, no son tóxicos aunque desplazan el oxígeno, es decir son asfixiantes simples. No son solubles en agua y son inodoros (lo que olemos de estos gases es un aditivo llamada etil mercaptan).

Algunas características importantes:

- **Metano**

Más liviano que el aire (aire=1, metano=0.6)

Límite inferior de explosividad (LEL) = 5.0%

Límite superior de explosividad (UEL) = 15.0%

Temperatura de auto-ignición = 537°C

- **Propano**

Más pesado que el aire (aire=1, propano=1.6)

Límite inferior de explosividad (LEL) = 2.1%

Límite superior de explosividad (UEL) = 9.5%

Temperatura de auto-ignición = 450°C

El gas natural seco viene a ser el metano con pequeñas cantidades de etano. Es el gas que se usa como combustible e insumo en la industria.

Los líquidos de gas natural (LGN) es una mezcla de propano, butanos, pentanos y otros hidrocarburos más pesados. Es un producto intermedio en el procesamiento del gas natural.

El gas licuado de petróleo (GLP) es una mezcla de propano y butano. Se transporta en tanques y balones para utilizarse como combustible.

El gas natural comprimido (GNC) es el gas natural seco comprimido a 200bar. Se almacena en cilindros a alta presión y se usa como combustible alternativo en reemplazo de las gasolinas.

El gas natural licuado (GNL) es el gas natural seco que ha sido licuefactado mediante un proceso de enfriamiento, en el cual se disminuye su temperatura hasta -160°C con una reducción de su volumen en aproximadamente seiscientas (600) veces. De esta forma el gas natural puede ser exportado a través de “barcos metaneros” a los centros de consumo.

CAPÍTULO III MARCO NORMATIVO

3.1 Código Nacional de Electricidad – Utilización.

3.1.1 Sección 100 – Equipos e Instalaciones Especiales.

Esta sección describe los métodos de protección en atmósferas explosivas que deben tener los equipos y el sistema de cableado que se utiliza en instalaciones eléctricas de áreas peligrosas. Para nuestro tema utilizaremos los siguientes conceptos:

- a) **Intrínsecamente Seguro (i, ia o ib):** Método de protección basado en la limitación de la energía eléctrica a niveles en los que no sea posible la ignición o encendido, como resultado de chispas abiertas o efectos térmicos que se produzcan en equipos o alambrado en condiciones normales o de eventual falla.
- b) **A Prueba de Llama (d):** Método de protección de aparatos eléctricos por el cual la cubierta del equipo debe soportar la explosión interna de una mezcla inflamable que haya penetrado en su interior, sin sufrir daños, ni causar el encendido de una atmósfera explosiva externa a través de cualquier unión o abertura estructural.
- c) **Presurizado (p):** Método de protección mediante la presión de un gas protector, que impide el ingreso de atmósferas explosivas en espacios que puedan contener una fuente de ignición, y cuando sea necesario, mediante la dilución continua de la atmósfera dentro de un espacio que contenga fuentes de emisión de gases que puedan formar una atmósfera explosiva.

3.1.2 Sección 110 – Lugares Peligrosos.

Esta Sección se aplica a los lugares en los que el equipo eléctrico y el cableado están sujetos a las condiciones de clasificación de área, complementando o modificando los requerimientos generales del Código. Las Secciones consideradas de uso general en el CNE se aplican a menos de que queden enmendadas en las Secciones 100 y 110.

De esta Sección utilizaremos la siguiente terminología especial:

- a) **Atmósfera de gas explosivo:** Mezcla de sustancias inflamables en forma de gas, vapor o neblina, con el aire, bajo condiciones atmosféricas, en la cual, después de la ignición, se propaga la combustión a través de la mezcla no consumida.
- b) **Circuitos no incendiarios (anti-ignición):** Circuito que no causan la ignición de un gas o vapor inflamable dado, como consecuencia de cualquier chispa o efecto térmico que se produzca en condiciones normales de operación.
- c) **Prensaestopas de cable:** Dispositivo que permiten el ingreso de un cable a una cubierta cerrada, instalada en un lugar peligroso, el cual también provee alivio de la tensión mecánica y con posibilidad de sellar dicho ingreso cuando sea necesario.
- d) **Grado de protección:** Medidas aplicadas a una cubierta de aparatos eléctricos para asegurar la protección de las personas contra contactos con partes vivas o móviles dentro de la cubierta y la protección de los aparatos contra el ingreso de cuerpos sólidos extraños y líquidos.
- e) **Límites explosivos:** Porcentajes, más alto y más bajo, del volumen de un gas en una mezcla aire-gas, que puedan dar lugar a la ignición de dicha mezcla. Se expresan como: límite explosivo más bajo y límite explosivo más alto.
- f) **Ventilación adecuada:** Ventilación natural o artificial, suficiente para prevenir la acumulación de mezclas de aire-vapor o aire-gas, en concentraciones sobre el 25% del límite más bajo en que puede producirse explosión.

De acuerdo a la naturaleza del peligro, el establecimiento se clasifica como Clase I, es decir aquellos en los que están o pueden estar presentes, gases inflamables en cantidades suficientes para producir atmósferas explosivas.

Los lugares Clase I se subdividen en tres Zonas, sobre la base de la frecuencia de ocurrencias y duración de atmósferas explosivas, como sigue:

- a) **Zona 0**, aquellos lugares en los que están presentes atmósferas explosivas, permanentemente o por largos períodos.
- b) **Zona 1**, aquellos lugares en los cuales es probable que se formen atmósferas explosivas durante la operación normal; o se pueden formar atmósferas explosivas, debido a trabajos de reparación y mantenimiento o por ser adyacentes a lugares Clase I, Zona 0.
- c) **Zona 2**, comprende los lugares Clase I en los cuales es improbable la formación de atmósferas explosivas en operación normal y si se formasen, es por cortos períodos de tiempo; o se pueden formar atmósferas explosivas por ser adyacente a lugares Clase I, Zona 1.

Donde se requiera la aprobación del equipo eléctrico para la clase de lugar peligroso, este también debe ser aprobado para el gas, vapor o neblina que este presente. El Grupo IIA (o Grupo D si el equipo es aprobado para Clase I, División 1 y 2) comprende atmósferas que contienen, entre otros, acetona, alcohol, amoniaco, benceno, butano, gasolina, nafta, gas natural, propano, propileno, y otros gases o vapores de peligrosidad similar.

3.1.3. Sección 120 – Lugares de Manipulación de Combustibles.

Esta Sección complementa o modifica los requerimientos generales establecidos en el Código para las instalaciones en los siguientes lugares:

- a) Puestos de venta de combustibles y estaciones de servicio (Tabla 3.1).
- b) Estaciones de recarga de gas natural comprimido e instalaciones de compresión y almacenamiento (Tabla 3.2).
- c) Talleres de mantenimiento, reparación y estacionamiento de vehículos (Tabla 3.3).

Como se indica en la Sección 110, las nuevas instalaciones en lugares peligrosos Clase I deben utilizar el sistema de clasificación por Zonas. Sin embargo, para las instalaciones existentes, se deja a criterio del usuario o propietario si reclasifica estas instalaciones al sistema de Zonas o continúa usando el sistema de clasificación por Divisiones.

Para las instalaciones donde se continúe usando el sistema de clasificación por Divisiones, deberá aplicarse las Reglas establecidas en los Anexos J110 y J120 del Código Nacional de Electricidad.

TABLA 3.1 (Ver Regla 120-004 del CNE-Utilización 2006)
Área Peligrosa para Puestos de Venta de Combustibles y Estaciones de Servicio

ITEM	LUGAR	EXTENSION DEL LUGAR PELIGROSO	LUGAR PELIGROSO ZONA DE CLASE I GRUPO IIA
A	Dentro de la cubierta del surtidor	El espacio hasta 1,2m medidos verticalmente encima de su base, e incluyendo el espacio bajo que pueda contener alambrado o equipo eléctrico.	Zona 1
		El espacio a no más de 450mm medidos horizontalmente.	Zona 1
		El espacio encima de 1.2m.	Zona 2
		El espacio encima del lugar Zona 1 separado por un tabique hermético a vapores.	
El espacio separado por una embocadura sólida, pero no completamente rodeado por el lugar Zona 1.			
B	Pistola de la manguera de un surtidor	El espacio dentro del receptor.	Zona 0
C	Desde la abertura de una boquilla sólida, ubicada encima del tabique hermético al vapor	El espacio fuera del surtidor a no más de 450mm medidos horizontalmente, excepto que el área clasificada no necesita ser extendida más allá del plano en el cual está ubicado el receptor de la pistola de la manguera.	Zona 2
D	Parte exterior de la cubierta de un surtidor	En lugares exteriores (y en edificaciones no cerradas adecuadamente), cualquier área más allá de cualquier lugar Zona 1, a no más de 6 m medidos horizontalmente y se debe extender 450mm sobre la calzada o nivel del suelo.	Zona 2
E	Tubería de llenado de todo tanque	En lugares exteriores (y en edificaciones no cerradas adecuadamente), cualquier área más allá del lugar Zona 1, a no más de 3 m medidos horizontalmente y se debe extender 450mm por encima de la calzada o nivel del suelo.	Zona 2
F	Cualquier parte del alambrado y equipo eléctrico	Debajo de la superficie de áreas definidas como Zona 1 o Zona 2, el cual debe extenderse, por lo menos hasta el punto en que emergen del suelo.	Zona 1
G	Tuberías de ventilación de los tanques	El volumen esférico dentro de un radio de 900mm desde el punto de descarga de la tubería de ventilación de todo tanque	Zona 1
		El volumen comprendido entre el radio de 900mm hasta otro radio de 1,5 m, desde el punto de descarga de la tubería de ventilación.	Zona 2
		El volumen cilíndrico que se extiende hacia el suelo, tanto bajo la Zona 1 como la Zona 2, para sistemas de ventilación que no descargan hacia arriba.	Zona 2
		Más allá de una pared sin aberturas no se debe	-----

		considerar que las áreas peligrosas se extiendan.	
H	Dentro de locales de lubricación	El espacio dentro de un foso o zanja, bajo tierra o bajo el nivel del suelo.	Zona 1
		Más allá del foso o espacio bajo el nivel del suelo, ubicados mas allá de áreas peligrosas.	Zona 2
		Hasta 50mm sobre el nivel de cada piso bajo el nivel del suelo, que estén ubicados más allá de áreas peligrosas y que cuentan con ventilación mecánica adecuada.	Zona 2
		El espacio de todo el local, hasta 50mm sobre el piso o sobre el nivel del suelo, cualquiera que sea mayor, y no más de 900mm, medidos en cualquier dirección desde el punto de despacho de una unidad de operación manual para despacho de líquidos volátiles inflamables.	Zona 2

TABLA 3.2 (Ver Regla 120-062 del CNE-Utilización 2006)

Área Peligrosa para Estaciones de Recarga de Gas Natural Comprimido e Instalaciones de Compresión y Almacenamiento

ITEM	LUGAR	EXTENSION DEL LUGAR PELIGROSO	LUGAR PELIGROSO ZONA DE CLASE I GRUPO IIA
A	Alrededores del compresor	En emplazamientos exteriores, el espacio a no más de 1,5 m en toda dirección.	Zona 1
		En una ubicación exterior, el espacio entre 1,5 m y 4,5 m en todas direcciones	Zona 2
		El espacio dentro de la cubierta del compresor, si está cubierto.	Zona 1
		A no más de 3 m en todas direcciones, si el compresor tiene una cubierta que no es hermética al gas con costuras no soldadas y con aberturas.	Zona 2
		Un compresor debe ser considerado como cubierto cuando está protegido por una edificación o cubierta que tiene cuatro lados, un techo y ventilación limitada.	-----
		Dentro de la cubierta de un compresor, cuando la cubierta está provista con un ventilador de evacuación enclavado con un sistema de detección de gases cuya función sea desconectar el compresor y arrancar el	Zona 2

evacuación enclavado con un sistema de detección de gases cuya función sea desconectar el compresor y arrancar el

		ventilador aspirante cuando la concentración de gas dentro de la cubierta alcance el 20% del límite explosivo inferior.	
		Cuando una pared hermética al gas está ubicada dentro de las distancias especificadas, éstas deben ser medidas alrededor del extremo de la pared, sobre la pared o a través de cualquier puerta, ventana o aberturas en las paredes.	-----
B	Alrededor de un punto de despacho de gas natural ubicado en exteriores	Para estaciones de despacho rápido, el espacio a no más de 3 m en todas direcciones desde el punto de despacho.	Zona 2
		Para estaciones de despacho lento, el espacio a no más de 1,5 m en todas direcciones desde el punto de despacho	Zona 2
		La distancia especificada debe ser medida desde el acoplamiento de separación, en el punto de transición entre la tubería rígida y la manguera de reabastecimiento.	-----
C	Dispositivos de despacho	El espacio total dentro de la cubierta del surtidor y el espacio debajo del surtidor.	Zona 1

TABLA 3.3 (Ver Regla 120-102 del CNE-Utilización 2006)
 Área Peligrosa para Talleres de Mantenimiento, Reparación y
 Estacionamiento de Vehículos

ITEM	LUGAR	EXTENSION DEL LUGAR PELIGROSO	LUGAR PELIGROSO ZONA DE CLASE I GRUPO IIA
A	Pisos a nivel del suelo o superior	En toda el área, el espacio sobre el piso hasta un nivel de 50mm.	Zona 2
B	Pisos bajo el nivel del suelo o superior	Hasta 50mm sobre el borde inferior de las puertas hacia exteriores u otras aberturas que existan a nivel o sobre el nivel del suelo, excepto cuando se haya provisto una adecuada ventilación mecánica, en cuyo caso el lugar peligroso debe extenderse solamente hasta un nivel de 50mm sobre cada piso.	Zona 2
C	Lugares de estacionamiento	Solamente el área hasta un nivel de 50mm sobre cada piso que esté bajo el nivel del suelo.	Zona 2

D	Foso o depresión bajo el nivel del suelo	Se debe extender hasta el nivel del piso.	Zona 2
E	Zona de tableros eléctricos	No deben considerarse como peligrosas las áreas adyacentes a garajes en las que no es probable que escapen vapores peligrosos, ni otros lugares tales como almacenes, depósitos y otros lugares similares, que tienen pisos elevados por lo menos 50mm respecto de los pisos de dichos garajes o talleres, o separados de ellos por veredas, rampas o mamparas de por lo menos 50mm de altura.	-----

3.2 Dirección General de Hidrocarburos.

La DGH a través de tres decretos supremos reglamenta la venta y comercialización de combustible líquidos y otros productos derivados de hidrocarburo, gas licuado de petróleo y gas natural vehicular; así como la seguridad en las instalaciones de los establecimientos que los almacenan.

3.2.1 Instalaciones Eléctricas en Establecimientos de Venta de Combustibles Derivados.

El Decreto Supremo N° 054-93-EM, Reglamento de Seguridad para Establecimientos de Venta al Público de Combustibles Derivados de Hidrocarburos, en su Capítulo IV establece que los lugares donde se almacenen combustibles, los equipos e instalaciones eléctricas deberán ser del tipo antiexplosivo, dentro de aquellas zonas o áreas donde puedan existir vapores inflamables de combustibles.

Se entenderá como instalación eléctrica antiexplosiva a la que cuando existan vapores inflamables dentro y fuera de cualquiera parte de ella, se comporta en forma tal que la inflamación de los vapores interiores o cualquier falla de la instalación o del equipo, no provoca la inflamación de los vapores existentes en el exterior. También se entenderá por equipo antiexplosivo aquel cuya construcción no permite que entren gases en su interior y que ante una eventual falla que presente la instalación o equipo, tampoco puede inflamar los gases combustibles en su exterior.

3.2.2 Seguridad de las Instalaciones en Establecimientos de Venta de GLP para Uso Automotor.

El Título IV del Reglamento de Establecimientos de Gas Licuado de Petróleo para Uso Automotor Gasocentros, D.S. N° 019-97-EM, señala que el responsable de las condiciones de seguridad de un gasocentro, es el propietario u operador.

Asimismo, mientras el gasocentro se encuentra prestando servicio al público, debe estar en forma permanente, por lo menos, un supervisor entrenado en operaciones y seguridad en el manejo de GLP; estando obligado a cumplir con las disposiciones legales que le sean aplicables.

El diseño de las instalaciones eléctricas y la selección de los equipos y materiales que se empleen dentro de las zonas de tanques de almacenamiento y, en general, en toda área o zona donde puedan existir vapores inflamables, deberá cumplir con las especificaciones de la Clase I División 1 ó 2 Grupo D del Código Nacional de Electricidad o NFPA 70, según su ubicación, los cuales deberán contar con el certificado de fabricación que garantice dicha característica y estará indicada en la placa de los equipos; y, deberá ser mantenida durante toda la vida útil de las instalaciones.

3.2.3 Normas de Seguridad para la Instalación y Equipamiento de Establecimientos de Venta de GNV.

La instalación y operación de establecimientos de venta al público de GNV se realizará de acuerdo a lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 006-2005-EM y a las Normas Técnicas Peruanas (NTP) aplicables; y a falta de éstas, por normas técnicas internacionales reconocidas por la autoridad competente.

En las estaciones de servicios, grifos y gasocentros de GLP para uso automotor, se pueden instalar equipos y accesorios para la venta al público de GNV, previa aprobación de OSINERG.

Los establecimientos de venta al público de GNV podrán prestar otros servicios, para lo cual deberán contar con la aprobación previa de OSINERG, tales como:

- a) Lavado y engrase
- b) Cambio de aceite y filtros
- c) Venta de llantas, lubricantes, baterías, accesorios y demás artículos afines
- d) Cambio y reparación de llantas, alineamiento y balanceo
- e) Trabajos de mantenimiento automotor
- f) Venta de artículos propios de un "mini mercado"
- g) Venta de GLP envasado para uso doméstico
- h) Cualquier otra actividad comercial ligada a la prestación de servicios al público en sus Instalaciones, sin interferir con su normal funcionamiento, ni afectar la seguridad del establecimiento (según Reglamento Nacional de Edificaciones).

Los establecimientos de venta al público de GNV también podrán prestar el servicio de conversión de vehículos para su funcionamiento con GNV mediante la instalación de un taller de conversión. Estos talleres deberán estar autorizados por el MTC.

3.4 Reglamento Nacional de Edificaciones.

Por su parte el RNE señala que las instalaciones eléctricas en locales de alto riesgo, así como el equipamiento eléctrico, quedaran normados por las disposiciones del Código Nacional de Electricidad.

3.4.1 Locales para Líquidos Inflamables.

Están comprendidos en esta norma los locales donde se procese, almacene o manipule líquidos inflamables, tales como combustibles líquidos, productos químicos, u otros, que puedan producir mezclas detonantes en la atmósfera bajo determinadas condiciones de temperatura, presión u otros agentes que actúen como detonantes de la mezcla.

Se rige por las Normas Técnicas NFPA 30 "Flammable and Combustible Liquids Code" y NFPA 31 "Installation of Oil Burning Equipment".

Las instalaciones eléctricas del equipamiento de locales donde se expendan gasolina y aceite deberán cumplir con lo dispuesto en el CNE. Para los otros locales de líquidos inflamables también deberán cumplir con el CNE en lo referente a:

- Áreas peligrosas
- Transvase de líquidos inflamables
- Carga y descarga de vehículos o camiones cisterna
- Tanque sobre el suelo
- Fosos
- Garajes de estacionamiento y reparación para vehículos cisterna
- Lugares adyacentes
- Instalaciones subterráneas
- Sellado
- Puesta a tierra

3.5 Norma Técnica Peruana.

La Comisión de Reglamentos Técnicos y Comerciales del INDECOPI aprobó la NTP 111.019:2007, Estaciones de Servicio para Venta al Público de Gas Natural Vehicular (GNV), con el objetivo de establecer los requisitos mínimos de construcción, instalación y seguridad que deben cumplir las estaciones de servicio para el despacho de gas natural vehicular, que se encuentran conectadas a una red de distribución de gas natural y que se ubiquen en lugares con las siguientes características:

- Predios sin ninguna otra instalación o construcción.
- Predios con instalaciones existentes para almacenamiento y despacho de hidrocarburos líquidos y/o gas licuado de petróleo (GLP).
- Estaciones de servicio para consumo directo.

Así mismo cuando la estación tiene sistemas de compresión, almacenamiento y despacho que tienen presión máxima de operación 25MPa (250bar).

3.5.1 Distancias Mínimas de Seguridad.

- Se establece una distancia de 25m de las estaciones y subestaciones eléctricas medidas al punto de emanación de gases y vapores del combustible más cercano. Excepcionalmente se podrá permitir que se ubiquen a una distancia menor, siempre estas se encuentren dentro de casetas o encapsuladas debiendo cumplir con las especificaciones del CNE o lo establecido por la NFPA 70.
- Los puntos de emanación de gases deben instalarse a distancias mayores a los 10m de las líneas eléctricas aéreas de media y alta tensión, y a 7.60m de las líneas eléctricas aéreas de baja tensión.
- Las zonas de riesgo alrededor del recinto compresión, almacenamiento y dispensador, se definirán según lo establecido en el CNE.
- La altura mínima del techo para protección de las islas o zonas adyacentes será de 4.90m y deberá contar con un sistema de iluminación antiexplosivo.
- Todas las instalaciones eléctricas ubicadas donde habitualmente puedan estar presentes gases inflamables, tales como la zona de dispensadores, compresores y almacenamiento de GNV, deben ajustarse a los requisitos establecidos en el CNE, a falta de esta, la norma NFPA 70 o la NFPA 52. En el caso de tableros eléctricos se consideran las siguientes distancias mínimas de acuerdo a la Tabla 3.4.

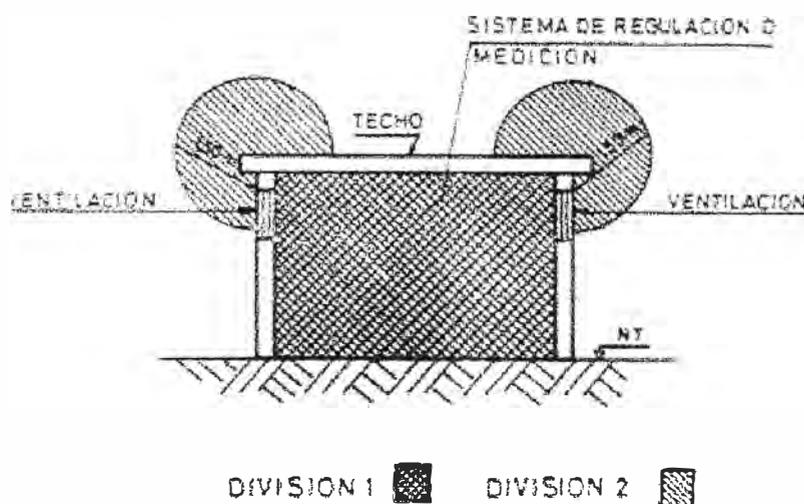


Fig. 3.1 Distancias de seguridad para recintos de regulación y medición.

TABLA 3.4 Distancia mínima del tablero eléctrico a los equipos de acuerdo con el volumen almacenado en litros de capacidad de agua (NTP 111.019)

EQUIPOS	MENOR QUE 4,000 L	ENTRE 4,000 L Y MENOR QUE 10,000 L	MAYOR QUE 10,000 L
Batería de cilindros	3 m	4 m	5 m
Compresores	7.5 m	7.5 m	7.5 m
Dispensadores	3 m	5 m	5 m

3.5.2 Conexión de la Estación de Servicio a la Red de Distribución.

- La estación de regulación y medición deberá ser instalada de acuerdo a normativas técnicas reconocidas internacionalmente tales como CEN EN 12279, CEN EN 12186, CEN EN 1776, ANSI B 109.3, AGA Repostes 7 y 9, o equivalentes. Las condiciones de seguridad deben ser según lo indicado en la Figura 4, y lo que adicionalmente establezca la entidad competente.
- El diseño, los materiales, la instalación y las pruebas de dichas estaciones deberán ser aprobados por la entidad competente. La distancia de seguridad se establecerán de acuerdo a lo establecido en CNE, a falta de este lo indicado en la Fig. 3.1.
- La instalación interna de la estación de servicio, debe quedar aislada de la red de distribución, por medio de una junta dieléctrica.

3.5.3 Recinto para Compresores.

- El recinto que rodea al compresor y/o almacenamiento se construirá de concreto armado con resistencias adecuada al fuego y calor (resistencia mínima de 3 horas al fuego), espesor mínimo de 0.15m y calidad de hormigón correspondiente a 130kg/cm² o superior. Se dispondrán dos mallas (armaduras) de diámetro 10mm cada 15cm o equivalente a un acero de calidad 4200kg/cm², una en cada cara (interior y exterior). Para lograr una mayor seguridad frente a la fragmentación del muro ante una eventual explosión o impacto, se debe desfase las 2 mallas. El concreto será a la vista, no admitiéndose revestimientos.
- El recinto debe tener dos accesos de tipo laberíntico diagonalmente opuestos, con un ancho libre de paso de 1.10m como mínimo. De poseer puertas las mismas abrirán hacia el exterior del recinto y deben contar con cerraduras y dispositivos de apertura por simple contacto. Las puertas deben ser de material no inflamable.
- El recinto de compresores y/o almacenamiento debe estar ventilado a nivel superior por debajo del techo y 50cm por encima del último elemento presurizado,

con aberturas adecuadamente distribuidas y de áreas no menores de 100cm^2 por m^3 de volumen ambiente.

- d) El recinto de compresión y almacenamiento debe garantizar un nivel de ruido en cualquier situación operativa de acuerdo a lo establecido en el reglamento de estándares nacionales de calidad ambiental para ruido.
- e) El recinto debe proveer una adecuada canalización del aire para refrigeración del compresor. Así mismo, la temperatura dentro del recinto no debe superar los 10°C por encima de la temperatura ambiente exterior.

CAPÍTULO IV

INSTALACIONES ELÉCTRICAS EN ESTACIONES DE SERVICIO

4.1 Sistema de Fuerza.

Se describen las instalaciones dentro de las áreas clasificadas en las Zonas 1 y 2, los accesorios de unión con rosca, los sellos eléctricos, las conexiones de las canalizaciones a bombas sumergibles y compresores, las conexiones a los tableros y centros de control de motores, cables y conductores, y las conexiones para sistemas de tierra, así como las cajas de registro, cajas de conexiones, sellos, y demás conexiones que sirvan para los sistemas de alimentación a equipos eléctricos en áreas Clase I, Zona 1 y 2, Grupo D.

Las cajas, accesorios y juntas a prueba de explosión, deben ser roscados para la conexión con la tubería y con los prensaestopas de cables. Se permite que las juntas roscadas que requieran ser a prueba de explosión, no sean necesariamente de forma ahusada. Estas juntas deben tener por lo menos cinco hilos completamente endentados, y no se permite el uso de roscas corridas o porciones roscadas rectas.

Cuando los surtidores o dispositivos de despacho son alimentados por medio de conducto metálico, se debe instalar una unión y un accesorio flexible entre el conducto y la caja de unión del surtidor, en adición a cualquier accesorio de sellado requerido por la Sección 110. El accesorio metálico flexible debe ser instalado de manera que permita el movimiento relativo entre la tubería y el surtidor.

Todos los circuitos que llegan o pasan a través de una bomba del surtidor, deben tener dispositivos de desconexión de la fuente de alimentación que interrumpan simultáneamente todos los conductores del circuito no conectados a tierra.

Los sellos requeridos deben instalarse en todos los conductos que son instalados como entrada o salida del surtidor, o cualquier cavidad o cubierta en comunicación directa con el mismo.

Deben proveerse sellos adicionales en sistema de tuberías pesada cuando la tubería emerja de un lugar Clase I, Zona 1, y no tenga ninguna caja, acoplamiento o accesorio, en su recorrido entre el sello y el punto en que sale del lugar peligroso; se exceptúan las

tuberías rígidas continuas, que atraviesan completamente un área Clase I, Zona 1, y que no deben tener ningún accesorio hasta después de 300mm, por lo menos, de cada límite; los puntos terminales de estas tuberías deben ubicarse en áreas no peligrosas; y cuando el conducto sale de un lugar Clase I, Zona 2, sin cajas, acoplamientos, ni accesorios, en su recorrido entre el sello y el punto de salida del lugar peligroso; excepto que el conducto rígido continuo que atraviesa completamente el área Clase I, Zona 2 sin ningún accesorio y a menos de 300mm después de cada límite, con tal de que los puntos terminales del conducto continuo estén ubicados en áreas no peligrosas.

El diseño de las instalaciones eléctricas y la selección de los equipos y materiales que se empleen dentro de las zonas de tanques de almacenamiento y, en general, en toda área o zona donde puedan existir vapores inflamables, deberá cumplir con las especificaciones de la Clase I División 1 ó 2 Grupo D del Código Nacional de Electricidad o NFPA 70, última versión, según su ubicación, los cuales deberán contar con el certificado de fabricación que garantice dicha característica y estará indicada en la placa de los equipos; y, deberá ser mantenida durante toda la vida útil de las instalaciones.

Las líneas de conducción de energía eléctrica deberán ser entubadas herméticamente, de preferencia empotrada o enterrada, resistente a la corrosión y a prueba de roedores.

Las instalaciones telefónicas o de intercomunicación deben ser entubadas herméticamente, empotradas o enterradas y a prueba de explosión, siempre que estén dentro de un área clasificada como Clase I, División 1 ó 2 Grupo C y D.

Con respecto a la caja de interruptores o tableros eléctricos estos deberán estar ubicados, respecto a los puntos de emanación de gases, a una distancia mayor a 3m, de acuerdo a las distancias establecidas en el Código Eléctrico Nacional. Los interruptores deben ser de tipo termomagnético y protegido en panel de hierro. Cuando los interruptores termomagnéticos estén encapsulados no requerirán paneles de hierro.

En previsión de situaciones de emergencia se deben instalar no menos de tres (03) interruptores generales de corte de energía eléctrica para que actúen sobre los dispensadores y sus sistemas de despacho. Uno deberá ubicarse dentro de la zona de seguridad del recinto de compresión y almacenamiento, otro en una Isla de GNV y otro en el exterior del establecimiento, en un lugar visible y de fácil acceso en condiciones de emergencia. Estos interruptores deben aislar los equipos eléctricos situados al interior del establecimiento y cerrar las válvulas del dispensador (válvula solenoide) situadas en las tuberías de unión entre el dispensador y el recinto de compresión. Los interruptores (paradas de emergencia) deberán cortar automáticamente la energía eléctrica en todo el establecimiento de venta al público de GNV, según sea el caso.

Los establecimientos de venta al público de GNV que operen exclusivamente con equipos integrados de compresión y despacho de GNV, deben tener como mínimo dos (02) interruptores generales de corte de energía eléctrica. Uno deberá ubicarse en la zona de las Islas de GNV y otro en el exterior del establecimiento, en un lugar visible y de fácil acceso en condiciones de emergencia.

Los tomacorrientes y enchufes deben ser del tipo previsto para ser conectados al conductor de enlace equipotencial del cordón flexible y deben cumplir con los requerimientos del área clasificada.

4.2 Sistema de Iluminación.

Los artefactos de iluminación deben ser aprobados como ensambles completos, de acuerdo con la Regla 110-100, y deben estar claramente marcados con la indicación de la máxima potencia de la lámpara para la que son aprobados.

Cada artefacto debe ser protegido contra daños mecánicos, ya sea por medio de guardas apropiadas o ubicándolo en lugares seguros. Los artefactos colgantes deben estar suspendidos por y alimentados a través de tubos rígidos, y las juntas roscadas deben tener tornillos u otros medios apropiados para evitar que se aflojen; ó, asegurados contra desplazamientos laterales, en caso de tubos más largos de 300mm, a una distancia no mayor de 300mm del extremo inferior del tubo, o provistos de flexibilidad por medio de un accesorio o conector flexible aprobado para el propósito y lugar, a no más de 300mm del punto o accesorio de conexión a la caja de soporte.

Las cajas, ensambles de cajas, o accesorios utilizados para soportar los artefactos de alumbrado, deben ser aprobadas para el propósito y deben cumplir con los requerimientos de la Regla 110-100.

Las lámparas y equipos eléctricos que se usen dentro de las fosas de lubricante u otros lugares donde pueda haber acumulación de vapores o gases deben ser a prueba de explosión y mantenerse en buen estado.

En caso se desee techar las zonas adyacentes a los dispensadores o grupos de dispensadores donde se detienen los vehículos para su servicio, la altura mínima será de 4.90m. El techo deberá ser de material resistente a fuego y todas las instalaciones eléctricas deberán ser a prueba de explosión incluyendo la luminaria utilizada.

Los anuncios o rótulos iluminados por medio de energía eléctrica estarán a una distancia mayor de tres (03) metros de los puntos de emanación de gases.

Los reflectores para iluminación de los Establecimientos de Venta al Público de GNV y de sus avisos, deberán estar dirigidos de modo que iluminen adecuadamente pero no produzcan deslumbramiento a los conductores de vehículos, asimismo deberán ser a

prueba de explosión cuando se encuentren ubicados a una distancia mínima de 10m de los puntos de emanación de gases.

4.3 Sistema de Control.

Los interruptores eléctricos de emergencias deberán instalarse interruptores de corte de energía eléctrica, para actuar sobre las unidades de suministro de combustibles, o bombas remotas, distantes de ellas y visiblemente ubicables.

Las cajas de interruptores o control de circuito y tapones estarán a una distancia mayor de 3m de los tubos de ventilación y boca de llenado o isla de surtidores. El interruptor principal estará instalado en la parte exterior del edificio protegido en panel de hierro.

Deben instalarse, en la conexión de entrada del conjunto de elementos que suministran combustibles (computador, filtro manguera, etc.) válvulas especiales que cierren en forma automática la tubería de suministro de combustible, en caso de impacto, incendio o explosión.

Para el caso de incendios o explosiones, las válvulas deben cerrarse automáticamente cuando la temperatura sobrepase 80°C. El funcionamiento de las válvulas deberá verificarse en el momento de su instalación y a lo menos una vez al año.

Los surtidores estarán provistos de conexiones que permitan la descarga de la electricidad estática.

Los surtidores o tanques de combustibles de estaciones de servicio y puestos de venta de combustibles (grifos) deben instalarse a distancias mayores a los 20m de las líneas eléctricas aéreas. Estas líneas eléctricas aéreas deberán ser sustituidas por cables soterrados hasta una distancia no menor de veinte 20m de los límites del lindero (antes y después) de la estación de servicio.

Los dispensadores deberán estar provistos de un dispositivo exterior que permita desconectarlos del sistema eléctrico en caso de fuego u otro accidente. Cuando el sistema opere por bombas de control remoto, cada conexión de surtidor debe disponer de una válvula de cierre automático en la tubería de combustible inmediata a la base del mismo, que funcione automáticamente al registrarse una temperatura de 80°C o cuando el surtidor reciba un golpe que pueda producir roturas de sus tuberías.

Las instalaciones de GNV contarán con pulsadores de parada de emergencia de restitución manual distribuidos en el predio de la estación. Además del paro de los compresores, dispensadores y bloqueo de las válvulas de corte, producirá el corte total de la energía eléctrica a todo otro equipo o elemento relacionado con las instalaciones de GNV con excepción de la iluminación y sistema de detección, si lo posee. Los ubicados próximos a la zona de compresión y en las islas de carga serán del tipo a prueba de explosión como asimismo su instalación eléctrica y elementos anexos.

4.4 Prueba de las Instalaciones.

Los ensayos e inspecciones de las instalaciones deberán realizarse de acuerdo a lo establecido en la NTP correspondiente; y a falta de éstas, por lo establecido en las normas técnicas internacionales aprobadas por la autoridad competente. OSINERG es el organismo encargado de verificar su cumplimiento.

Será responsabilidad del operador del establecimiento de venta al público de GNV, a través de un profesional colegiado experto en la materia, la revisión de las instalaciones eléctricas por lo menos una (01) vez al año, a fin de comprobar el estado de sus conductores y su aislamiento; cuyos resultados deben reportarse en el Libro de Inspecciones de dicho establecimiento.

4.5 Sistema de Ventilación.

Es necesario tener en cuenta los principios que deben guiarnos al momento de realizar los estudios y en el diseño de los sistemas de ventilación para instalaciones con atmósferas explosivas:

- a) Debe garantizarse y prevenirse de la imposibilidad de llegar a disponer en el interior del edificio (zona del compresor) de una atmósfera potencialmente explosiva. Para ello, hay que tener en cuenta los límites de explosividad.

"Limite Inferior de Explosividad (LIE)"

Definido como aquel en que la concentración mínima de vapor-aire por debajo de la cual el fuego no se propaga. Por debajo del LIE se considera que la mezcla es demasiado pobre para arder.

"Limite Superior de Explosividad (LSE)"

Definido como la máxima concentración de vapor-aire por encima de la cual el fuego no se propaga. Por encima del LSE es demasiado rica también para arder.

- b) Debe garantizarse que la atmósfera en el interior de los aparcamientos sea aceptable para la salud las personas. Por lo qué, se tendrá en cuenta, que la cantidad de contaminante generada no sea elevada y se tendrá en cuenta en el cálculo, un nuevo termino:

"Máxima Concentración Aceptable (MAC)"

Definido como la máxima concentración del toxico permitida para los seres humanos. Son datos muy necesarios al tratar las atmósferas de recintos cerrados en los que exista la presencia humana ya que la ventilación de una atmósfera para asegurar su nulo riesgo de explosión puede no ser suficiente para asegurar la salud de las personas allí existentes.

Los líquidos en si no son inflamables, son los vapores que de ellos se desprenden los que con aplicación de una llama o chispa provocan el fuego o la explosión. Estos vapores

precisan de una determinada proporción de aire y la presencia de una fuente de ignición para entrar en inflamabilidad.

Así los vapores de la gasolina deben estar presentes en un 1,4% al 7,6% en un volumen de aire para explosionar. Por ello es necesario mantener la gasolina líquida en recipientes estancos y reducir al máximo su contacto con el aire durante su manejo.

Las técnicas de prevención de incendios y explosiones se basan en la eliminación de las fuentes de ignición, evitar el contacto con el aire, hacer un almacenaje estanco de los líquidos, empleo de una atmósfera de gas inerte y el uso de una ventilación adecuada para diluir las mezclas e impedir concentraciones de gases inflamables.

Una atmósfera explosiva es toda mezcla de aire, en condiciones atmosféricas, de sustancias inflamables en forma de gas, vapor, niebla o polvo en las que tras una ignición, la combustión se propaga a la totalidad de la mezcla no quemada (definición contenida en la Directiva 94/9/CE).

El punto de inflamación de un líquido corresponde a la temperatura más baja a la que la presión de vapor del líquido puede producir una mezcla inflamable en el límite inferior de inflamabilidad. Es decir, sin vapor no hay inflamación. A más temperatura más vapor. Existen aparatos normalizados para realizar los ensayos que determinan este punto.

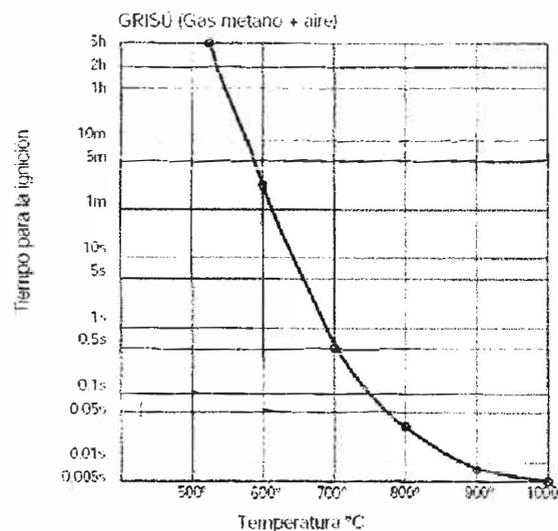


Fig. 4.1 La temperatura de inflamación está definida por ensayos. El factor tiempo también influye poderosamente.

La temperatura de auto-ignición de un líquido es la temperatura a la que debe calentarse un líquido para que entre en ignición espontánea y arder. También está normalizado el método para determinar esta temperatura.

Se define el "Limite Inferior de Explosividad" LIE, como aquel en que la concentración mínima de vapor-aire por debajo de la cual el fuego no se propaga. Y el "Limite Superior

de Explosividad" LSE, como la máxima concentración de vapor-aire por encima de la cual el fuego no se propaga. Por debajo del LIE se considera que la mezcla es "demasiado pobre" para arder y por encima del LSE es "demasiado rica" también para arder.

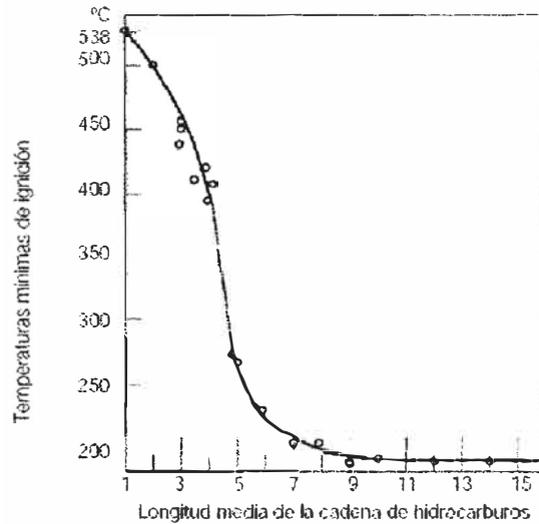


Fig. 4.2 La temperatura de ignición disminuye al aumentar el peso molecular del líquido.

Los límites de explosividad vienen fuertemente influidos por la temperatura y la presión a que está sometido el líquido inflamable. Los vapores que flotan sobre un líquido se reducen al aumentar la presión que se opone a la vaporización y aumentan cuando desciende esta presión. También, a mayor temperatura el líquido tendrá mayor presión de vapor y tenderá a evaporarse en mayores cantidades.

El punto de equilibrio sólo puede alcanzarse obviamente en sistemas cerrados como en tanques, tuberías, etc. Al aire libre el líquido vaporizable continuaría evaporándose hasta su total agotamiento.

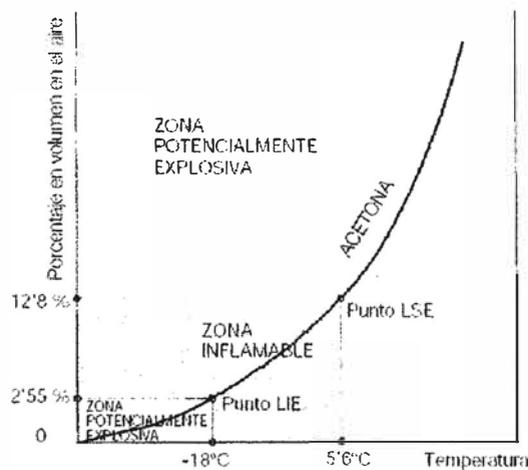


Fig. 4.3 Límites de Explosividad

Las fuentes de energía para la ignición de vapores pueden ser muy diversas. El calor producido por rozamientos en máquinas con funcionamiento anormal, desgastes, roturas, etc. Las superficies calientes, deben tener dimensiones y temperatura suficientes para poder inflamar. Las llamas que sean capaces de calentar el vapor hasta la temperatura de ignición de la mezcla. Las chispas producidas por fricción, de corta duración, pueden no llegar a inflamar mezclas; sin embargo, las chispas eléctricas suelen tener energía suficiente y son capaces de producir ignición de las mezclas inflamables.

Pueden provocarse explosiones muy destructivas a menos que estén controladas y dirigidas, como es el caso dentro de los cilindros de los motores Diesel, en donde la compresión rápida de una mezcla inflamable genera el calor suficiente hasta su punto de ignición.

La Tabla 4.1 contiene una lista de productos con indicación de sus características físicas y los límites de explosividad LIE y LSE. También se expresa el MAC, la máxima concentración aceptable para la vida de los humanos. Es un dato muy necesario al tratar de las atmósferas de recintos cerrados, naves o armarios en procesos industriales en los que exista la presencia humana ya que la ventilación de una atmósfera para asegurar su nulo riesgo de explosión puede no ser suficiente para la salud de los ocupantes.

TABLA 4.1 Características físicas y químicas de algunos productos inflamables
(fuente: S&P)

MATERIAS	PESO MOLECULAR Pm	DENSIDAD kg/dm ³	LIMITES DE EXPLOSIVIDAD Porcentaje en Volumen		MAXIMA CONCENTRACION MAC	
			Inferior	Superior	ppm	mg/m ³
			LIE	LSE		
Acetona	58.08	0.792	2.55	12.80	1000	2400
Alcohol etílico	46.07	0.789	3.28	18.95	1000	1900
Amoniaco	17.03	0.597	15.50	27.00	25	18
Benceno	78.11	0.879	1.4	7.10	10	30
Butano	58.12	2.085	1.86	8.41	800	1900
Ciclopropano	42.08	0.720	2.40	10.40	-	-
Eter etílico	74.12	0.713	-	-	400	1200
Gasolina	85.00	0.68	1.3	6.00	300	890
Heptano	100.20	0.684	1.1	6.70	400	1640
Hexano	86.17	0.66	1.18	7.40	100	350

Metanol	34.04	0.792	6.72	36.50	200	260
Octano	114.22	0.703	0.95	3.2	300	1450
Pentano	72.15	0.625	1.40	7.80	600	1800
Propano	44.09	1.554	2.12	9.35	-	-
Sulfuro de hidrogeno	34.08	1.189	4.3	45.50	10	14
Tolueno	93.12	0.866	1.27	6.75	100	375

4.5.1 Caudal de Ventilación.

Al tratar de las técnicas de prevención de incendios y explosiones, la ventilación puede cumplir una importante misión evitando que en atmósferas potencialmente explosivas, que se encuentren por debajo del LIE, Límite Inferior de Explosión, mantenerlas así diluyendo los aportes de gases o vapores que se vayan produciendo.

Esto es de capital importancia en procesos industriales que tienen lugar en hornos, estufas y secaderos. El cálculo resulta fácil si la cantidad de solvente es conocida.

El caudal de aire que debe aportar la ventilación es:

$$Q(m^3/h) = \frac{22.4 \times P_e \times 100 \times C \times S}{P_m \times LIE \times B} \quad (4.1)$$

en donde:

- Peso específico del solvente
- P_m Peso molecular del solvente
- C Coeficiente de seguridad entre 4 y 12
- S Litros/hora del solvente a diluir
- LIE Límite Inferior de Explosividad (%)
- B Constante igual a 1 para temperaturas hasta 120°C (para temperaturas superiores debe tomarse igual a 0,7)

Una vez conocido este valor hay que tener en cuenta situar las bocas de extracción de aire lo más cerca posible de los focos contaminantes, que el circuito de aire que se establezca pase por zona nociva para arrastrar los vapores perjudiciales y que lleguen al exterior sin atravesar los lugares ocupados por el personal. Finalmente, hay que procurar que el aire expulsado no vuelva a entrar, por lo que situaremos alejadas unas de otras las bocas de salida y las de entrada de aire en el local.

Este cálculo es válido para recintos en los que no estén ocupados por personal. En este caso el cálculo debe hacerse atendiendo a la máxima concentración del tóxico permitida para los humanos, es el término conocido como MAC, que depende de lo pernicioso del

producto, de la uniformidad de su distribución, de la situación del ventilador que determina la dirección de arrastre del contaminante, etc. Su valor debe tomarse entre 3 y 10. Así pues la fórmula anterior reviste la forma:

$$Q(m^3/h) = \frac{22.4 \times P_e \times 100 \times S \times K}{P_m \times MAC} \quad (4.2)$$

en donde: K 3-10

MAC Máxima Concentración Aceptable (%)

Los valores del LIE y MAC vienen recogidos en la Tabla 4.1 Debe efectuarse el cálculo basándose en el LIE y en el MAC haciendo prevalecer el resultado que sea más elevado. Si hay mezcla de gases se puede considerar la mezcla como formada por un solo componente con el LIE más bajo o sea utilizando el mayor caudal de aire.

4.4.2 Aplicación.

Una cabina de pintura a pistola para autos (Fig. 4.4), manual, con los operarios pintores dentro de la misma, evapora dos litros de xylol por hora, trabajando a temperatura ambiente. ¿Qué caudal de aire precisa para diluir el contaminante?

Para mantener el ambiente por debajo del LIE hace falta un caudal de:

$$Q(m^3/h) = \frac{22.4 \times 0.881 \times 100 \times 8 \times 2}{106.16 \times 1 \times 1} = 300 m^3/h$$

Pero, como la cabina de pintura está ocupada por seres humanos, deberemos calcular el caudal necesario para diluir el contaminante a valores de la Máxima Concentración Aceptable, para lo que resulta:

$$Q(m^3/h) = \frac{22.4 \times 0.881 \times 10^6 \times 2 \times 6}{106.16 \times 100} = 22300 m^3/h$$

En este caso, como la seguridad para la salud de los operarios exige 22.300m³/h, muy superior a los 300 que se necesitan para prevenir explosiones, ventilaremos en función de la Higiene Industrial con lo que quedará sobradamente protegida la instalación contra el peligro de explosión.

Hay que recordar que las mezclas de aire y gases inflamables pueden explotar cuando alcancen su temperatura de inflamabilidad. Basta con que una pequeña parte de la

mezcla alcance esta temperatura para que se produzca la ignición o la explosión, la que se propaga por toda la mezcla a alta velocidad acelerada.

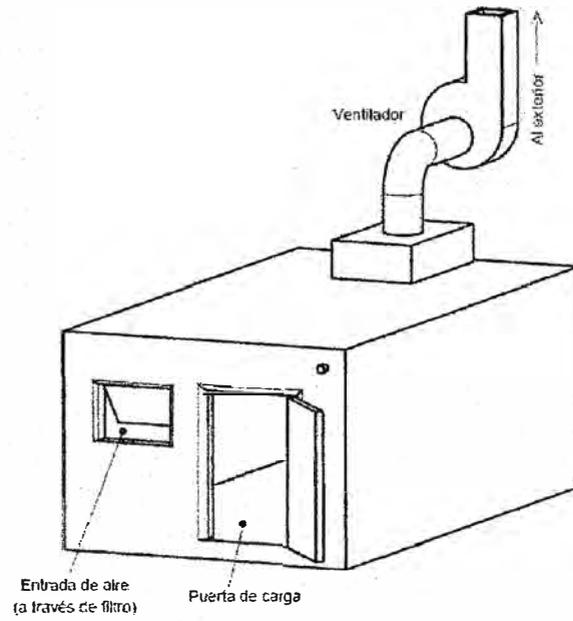


Fig.4.4 Cabina de pintura para autos.

CAPÍTULO V

ELEMENTOS DE SEGURIDAD

5.1 Puestas a Tierra.

Todas las instalaciones dentro del predio de una estación de GNV como la estructura metálica, columnas de iluminación, tableros eléctricos, motores, maquinas, etc., deben ser eficientemente conectados a tierra a efectos de eliminar corrientes estáticas u otro tipo de problema eléctrico y eventualmente descargas atmosféricas. Se considera aceptable una puesta a tierra si su resistencia a la corriente es inferior a 5Ω .

Los dispensadores deben ser provistos de conexiones a tierra que permitan la descarga de la electricidad estática.

Los tanques de almacenamiento instalados en los gasocentros deben contar con la certificación del fabricante y una línea a tierra para descarga de corriente estática.

Se recomienda no hacer uso de teléfonos celulares dentro de la zona de carga y en la operación de llenado.

5.2 Detector de Mezcla Explosiva.

Los establecimientos de venta al público de GNV deben tener un sistema detector continuo de mezcla de gases que pueden generar explosión, con un mínimo de tres (03) detectores: uno de ellos ubicado en la estación de regulación y medición, otro en la zona del recinto de compresión y almacenamiento de GNV y otra en la zona de islas de GNV u otras áreas críticas. El sistema detector de mezcla explosiva debe tener dos niveles, el primero producirá la alarma acústica en el 10% del límite inferior de explosividad (LIE) y el segundo el bloqueo automático de las instalaciones en el 20% del LIE.

Los gasocentros deben tener un sistema detector continuo de gases, con un mínimo de dos (02) detectores; uno de ellos ubicado en el punto de transferencia y otro en la zona de tanques u otras áreas críticas, de acuerdo a la norma NFPA 72, calibrado periódicamente para detectar concentraciones de GLP en el ambiente y medir al cien por ciento (100%) el límite inferior de explosividad, instalado y mantenido de acuerdo a las

instrucciones del fabricante; el mismo que debe accionar un sistema de alarma cuando detecte el veinticinco por ciento (25%) del límite inferior de explosividad.

Si el tanque fuera enterrado o monticulado, deberá instalarse un detector adicional en el pozo de la bomba, a 25cm del fondo.

Los establecimientos de venta al público de GNV que operen exclusivamente con equipos integrados de compresión y despacho de GNV, deben tener un sistema detector continuo de gases con un mínimo de dos (02) detectores. Uno deberá ubicarse en la estación de regulación y medición y otro en la zona de las Islas de GNV u otras áreas críticas del establecimiento.

5.3 Válvulas y Accesorios.

Independientemente de las válvulas de retención y exceso de flujo que posean las instalaciones, deberán instalarse válvulas de corte con actuadores eléctricos o neumáticos, o una combinación de estos de manera de permitir su accionamiento a distancia por parada de emergencia. De emplearse sistemas eléctricos, los mismos serán a prueba de explosión dentro de las zonas consideradas peligrosas.

Las válvulas de seguridad de los tanques para el uso de GLP, deben ser aprobadas y certificadas por el fabricante, y deben estar entubadas y protegidas del ingreso de elementos extraños.

El sistema de descarga debe ser vertical, entubado y a una altura mínima de 2m del nivel del piso o del punto superior del tanque, la que sea más elevada. Estas válvulas deben ser inspeccionadas, revisadas y calibradas de acuerdo con las recomendaciones del fabricante, lo cual debe constar en el Libro de Registro de Inspecciones.

5.4 Medidas de Seguridad.

Todo aparato que produzca fuego, calor o chispa, tales como calentadores de agua, cocinillas, etc., cuyo uso se considere indispensable para el servicio del personal, deberán instalarse de tal forma que estén separados físicamente de las áreas de los tanques de almacenamiento y dispensadores y confinados en un lugar cerrado dentro del área de oficinas, a no menos de 15m.

Las instalaciones de suministro de GNV tales como recinto de compresión, cilindros y dispensadores de los Establecimientos de Venta al Público de GNV deben tener pintado, en el cuerpo del mismo, la frase "GNV COMBUSTIBLE, NO FUMAR" y "APAGUE SU CELULAR", en letras de imprenta perfectamente visibles, sobre fondo vivamente contrastante, según lo indicado por la NTP 399.010.

En todo gasocentro, desde el inicio de la elaboración del proyecto, debe planificarse un sistema de protección contra incendios, basándose en un estudio de riesgos realizado por profesionales especialistas, debidamente acreditados. Debe tenerse en consideración

las circunstancias relacionadas con la exposición de fugas e incendios a otros predios y las facilidades de acceso e intervención de los bomberos.

Adicionalmente, debe señalizarse con el símbolo de la NTP 399.015, el número de las Naciones Unidas (UN 1075) y la simbología de NFPA 49/325M (1.4.0).

Durante la operación de llenado de vehículos, el motor de estos debe estar apagado, lo mismo que su sistema de luces y en general, el sistema eléctrico. No debe ponerse en marcha hasta cuando se haya desconectado la manguera de llenado.

CAPÍTULO VI EQUIPAMIENTO A PRUEBA DE EXPLOSIÓN

6.1 Prevención de Ignición Externa y Explosión.

6.1.1 Gabinetes.

En locaciones Clase I, Divisiones 1 y 2, los relés, contactores e interruptores convencionales que originan arcos en los contactos deben estar dentro de compartimientos a prueba de explosión, excepto para aquellos casos donde los gabinetes de propósito general están permitidos por el NEC.

El NEC define "**aparato a prueba de explosión**" como un aparato en una caja que es capaz de soportar una explosión de un gas o vapor determinado que puede ocurrir dentro de él y de prevenir la ignición de dicha sustancia alrededor de la caja por las chispas, los arcos o la explosión del gas o del vapor dentro, y que opera a una temperatura externa tal que la atmósfera inflamable que lo rodea no será encendida de tal modo.

Estas cajas deben prevenir la ignición de un gas o vapor explosivo que puede ocurrir alrededor. En otras palabras, una explosión dentro de la caja debe ser prevenida antes de empezar una gran explosión en las afueras.

Un requerimiento para la caja es que tenga el esfuerzo adecuado. Para un equipo a prueba de explosión se usa una prueba de seguridad con factor 4; es decir, la caja debe soportar una prueba de presión hidrostática de cuatro veces la máxima presión de una explosión dentro de la caja.

Además de ser fuerte, el recinto debe ser "hermético a las llamas" Este término no implica que el recinto sea sellado herméticamente, mas bien que las juntas o los rebordes estén muy unidos dentro de una estrecha tolerancia. Estas juntas son cuidadosamente maquinadas para enfriar los gases calientes resultantes de una explosión interna, de modo que cuando alcancen la atmósfera peligrosa en el exterior, esta no sea lo bastante caliente causar la ignición.

Las tensiones y esfuerzos causados por las presiones de una explosión interna son ilustradas en la Figura 6.1. Las líneas punteadas indican la forma que un recinto

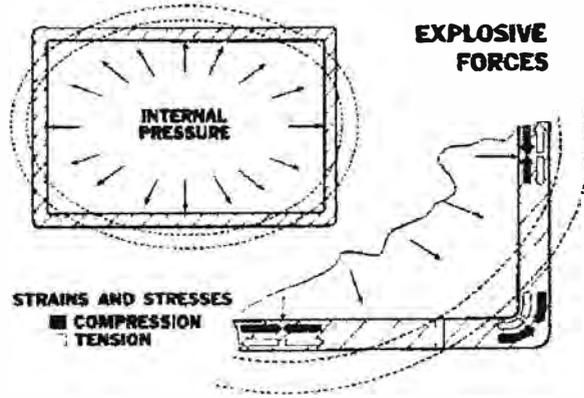


Figura 6.1 Fuerzas Explosivas

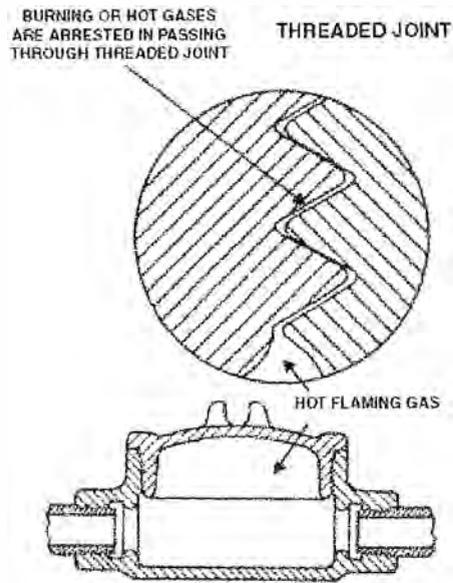


Figura 6.2 Juntura Tipo Rosca

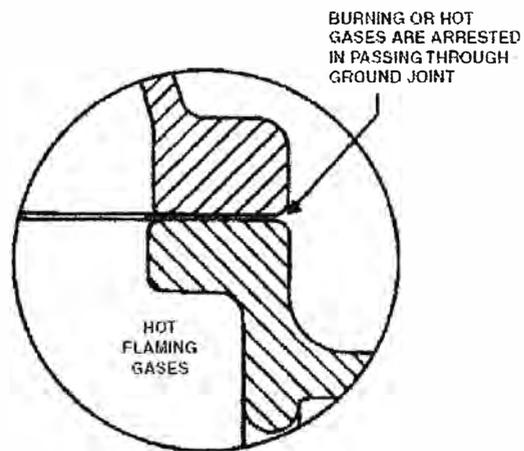


Figura 6.3 Juntura Plana

rectangular lucha para mantenerse bajo estas condiciones. Las juntas en una caja para estos usos pueden ser tipo rosca (Figura 6.2) o tipo plano (Figura 6.3).

6.1.2 Sistemas Purgados y Presurizados.

El NEC define “**purgado y presurizado**” como el proceso de (1) purgar, suministrando en una caja un flujo suficiente de gas protector y a una presión adecuada para reducir la concentración de cualquier gas inflamable inicialmente presente a un nivel aceptable, y (2) presurizar, suministrando en una caja un flujo continuo o no de un gas protector a presión suficiente para prevenir la entrada de gases o vapores inflamables, polvo combustible o fibras incendiarias.

Los sistemas purgados y presurizados permiten la operación segura de los equipos eléctricos bajo condiciones de peligro cuando los equipos aprobados no puedan estar disponibles comercialmente. Por ejemplo, la mayoría de interruptores y muchos motores de gran tamaño no vienen en los diseños especificados para Clase I, Grupos A y B.

Si los recintos de alguna aleación de metal para locaciones peligrosas o cajas metálicas con presurización deberían ser utilizados, es principalmente una cuestión económica, si ambos tipos están disponibles. Como ejemplo típico, si una instalación tuviera muchos instrumentos electrónicos que se podrían incluir en una caja metálica, la instalación se prestaría al sistema purgado y presurizado. Sin embargo, si los instrumentos, debido a su naturaleza, tienen que ser instalados en cajas separadas, entonces las cajas de aleación de metal para locaciones peligrosas deberían, casi invariablemente, ser una solución más económica.

Las cajas presurizadas necesitan:

- Una fuente de aire limpio o gas inerte

- Un compresor para mantener la presión en el sistema

- Válvulas de control de presión, para prevenir que se energice antes de que las cajas sean purgadas, y para desenergizar el sistema debe estar debajo de un valor que se considere seguro.

Además, se requieren interruptores con enclavamiento en la puerta para prevenir el acceso al equipo mientras los circuitos son energizados. Se puede ver fácilmente que todos estos accesorios son un gasto adicional considerable.

6.1.3 Equipos Intrínsecamente Seguros.

El uso de equipos intrínsecamente seguros está limitado principalmente a la instrumentación en el control de procesos a partir que los sistemas eléctricos en sí mismos tienen bajos consumo de energía. Las normas ANSI/UL 913-2006 proporcionan información para el diseño, pruebas y evaluación de estos equipos. Los requerimientos para la instalación están señalados en el artículo 504 del NEC.

Los equipos intrínsecamente seguros y su cableado son incapaces de expulsar energía eléctrica o térmica suficiente bajo condiciones normales o anormales para causar la ignición de una mezcla en una atmósfera peligrosa de concentración fácilmente ignitable. Los niveles de energía intrínsecamente seguros son suficientes para la mayoría de instrumentos. Esta energía de operación es suministrada desde un área segura al instrumento protegido. La salida del instrumento retorna a un procesador posterior en una zona no clasificada. En el circuito se utiliza una interfase que drena la energía previniendo el incremento del nivel de energía debido a fallas o chispas desde las áreas peligrosas.

UL, la Asociación de Estándares Canadienses (CSA) y algunas fábricas tienen una lista de dispositivos bajo esta categoría. El equipo y el cableado necesario deben ser instalados de tal forma que estén separados de circuitos sin seguridad intrínseca. Las tensiones inducidas podrían contrarrestar el concepto de circuitos intrínsecamente seguros.

6.2 Equipos para Áreas Peligrosas.

La información abajo presentada resume algunos de los materiales más comúnmente usados para la fabricación de equipos en lugares con atmósferas explosivas, así como sus acabados.

Acabados Estándares:

Galvanizado electrolítico con pintura acrílica de aluminio.

Electro galvanizado y tratamiento cromado, aplicado a las partes de acero.

Primer recubrimiento de zinc cromado y pintura acrílica de aluminio, aplicado a ciertas aleaciones ferrosas.

Zinc aplicado mecánicamente, aplicado a ciertas aleaciones ferrosas y partes de acero.

Galvanizado por inmersión en caliente, a través de un baño de la pieza en Zinc derretido.

Acabado natural, sin galvanizado ni pintado (sólo para materiales no ferrosos).

Pintura epóxica, es aplicado electrostáticamente para un revestimiento resistente y durable. El acabado en pintura epóxica tiene superior adhesión y muchas ventajas sobre barniz, laca, pintura de aluminio o pintura epóxica en spray. El recubrimiento sobre las partes de fundición es uniforme, aún en hendiduras escondidas. La aplicación electrostática reduce la acción galvánica.

Materiales Estándares:

Aleación de hierro. La fundición de hierro generalmente resiste la corrosión de alcalinos, compuestos orgánicos, soluciones ácidas neutras y ligeras, algunos

ácidos concentrados y soluciones salinas neutras. Los productos con aleación de hierro, se distribuyen con un acabado de galvanizado electrolítico, el cual es cubierto con una pintura acrílica de aluminio, ó por inmersión en caliente, la cual es resistente a la corrosión.

- **Aluminio libre de cobre.** Es particularmente resistente a atmósferas salinas, gases sulfurosos y nitrato de amonio. La aleación de aluminio libre de cobre contiene aproximadamente un máximo de 4/10 del 1% de cobre. Por encima de este nivel, el grado de corrosión debido a la acción galvánica dentro de la estructura del metal se incrementa rápidamente. Los productos de aluminio libre de cobre proveen óptima protección contra la corrosión galvánica.

Fibra de vidrio reforzada. Fabricada específicamente para productos eléctricos, pensado en el uso de estos en áreas extremadamente corrosivas. Tienen alta resistencia al impacto, es retardador de fuego, resistente al calor incluso bajo grandes periodos tiempo.

Latón, según ASTM B16.

Hierro maleable, según ASTM A47.

Neopreno, según ASTM D2000.

Nylon, del tipo 6/6.

Bronce silicón, según ASTM B584.

- **Acero inoxidable,** torneado o troquelado según ASTM A582 y ASTM A167.
- **Aluminio forjado,** torneado o troquelado según ASTM B211 y ASTM A209.
- **Acero forjado,** torneado o troquelado según ASTM A108 y ASTMA.

6.2.1 Dispositivos de Control e Interrupción.

Una gran variedad de equipos de control eléctrico a prueba de explosiones o a prueba de ignición de polvos están disponibles para áreas Clase I y Clase II respectivamente. Hay también muchos dispositivos que combinan pulsadores, controladores para motor e interruptores que son convenientes para usar en ambas locaciones.

En áreas expuestas, pero sin clasificar, los controles industriales están instalados con frecuencia en los recintos de aleación de metal seleccionados para una máxima protección contra la corrosión y el tiempo. Los revestimientos e inhibidores de vapor de fases realzan esta protección.

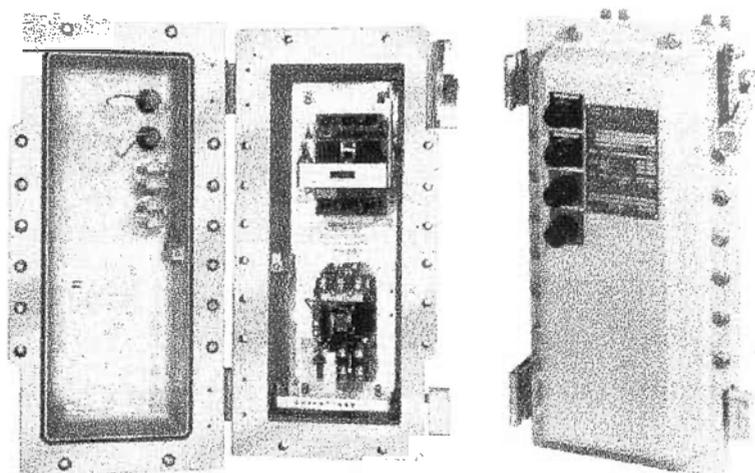


Fig. 6.4 Tablero a prueba de explosion para arranque directo de motor
(modelo EBMC, catálogo Crouse-Hinds)

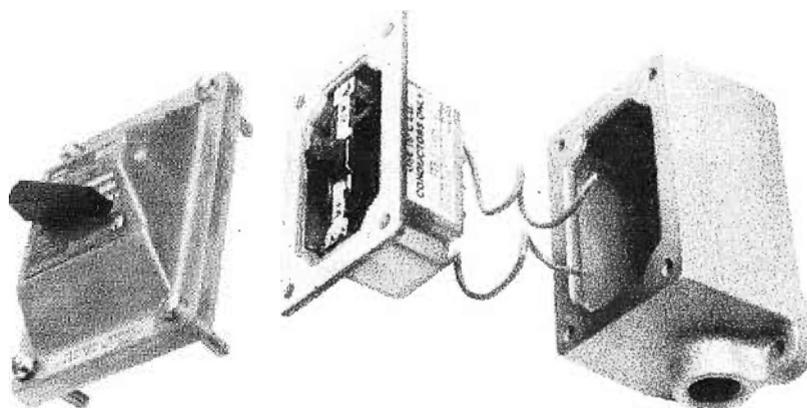


Fig. 6.5 Interruptor con tapa y caja a prueba de explosion
(modelo EFD, catálogo Crouse-Hinds)

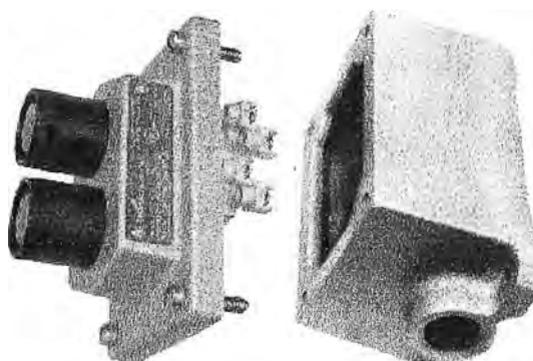


Fig. 6.6 Pulsador de arranque y parada con tapa y caja a prueba de explosion
(modelo DSD, catálogo Crouse-Hinds)

6.2.2 Luminarias.

El NEC usa el termino "luminaria" en lugar de "aparato de iluminación" y sus variantes. Este es un término aceptado más internacionalmente y es ampliamente usado en la industria de la iluminación en Norte América.

La luminaria para área peligrosa esta relacionada principalmente con una iluminación funcional sin restar simetría a la instalación. La tendencia es clasificar las áreas de iluminación como División 2. Mientras la iluminación incandescente todavía se use, la mayoría de instalaciones nuevas están siendo especificadas con luminarias tipo fluorescente o de alta intensidad de descarga.

Siempre se requiere iluminación local en muchas áreas. Si estas áreas son Clase I, División 1, se deben usar luminarias adecuadas para este tipo de locaciones. En áreas Clase I, División 2, frecuentemente se utiliza una luminaria específicamente diseñada y probada para esta locación. También se permite utilizar luminarias adecuadas para Clase I, División 1.

Como las luminarias son dispositivos que producen calor, las temperaturas de operación son muy importantes a considerar cuando se esta diseñando el sistema de iluminación de un área peligrosa.

La sección 500.8 (D) del NEC indica que la temperatura de la luminaria no debe exceder la temperatura de ignición del gas o vapor específico que se encuentra en la zona. Los límites están basados en una temperatura ambiente de 40°C (104°F) mientras el dispositivo este operando continuamente a su valor nominal de tensión, corriente y frecuencia.

Cuando las luminarias se usan en locaciones Clase I, División 2, el NEC permite que funcionen hasta la temperatura de ignición del gas o vapor envuelto si han sido probados y se encuentra que son incapaces de encender el gas o vapor. Las luminarias tipo fluorescente se usan generalmente para iluminación de salas de control, mientras que los del tipo reflector estratégicamente localizados han encontrado un amplio uso en la iluminación de zonas al aire libre.

En locaciones donde un gas inflamable y un polvo combustible están simultáneamente presente, el calor producido por los equipos como las luminarias deben operar en forma segura en presencia del gas y con una capa de polvo. Esta evaluación es absolutamente diferente para locaciones que han sido aprobadas para Clase I o II solamente. Para estar seguros que la temperatura de operación de la luminaria no será excedida, el personal de mantenimiento debe estar seguro de utilizar siempre la lámpara apropiada especificada por el fabricante en la placa de datos del equipo.



Fig. 6.7 Luminaria incandescente a prueba de explosión
(modelo EVIA, catálogo Crouse-Hinds)

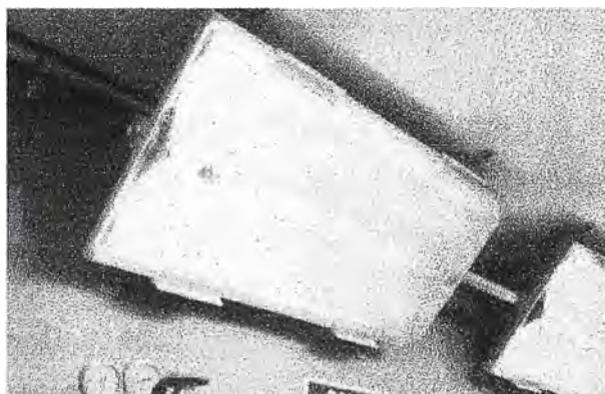


Fig. 6.8 Luminaria fluorescente para áreas Clase I, División 2
(modelo FVN, catálogo Crouse-Hinds)

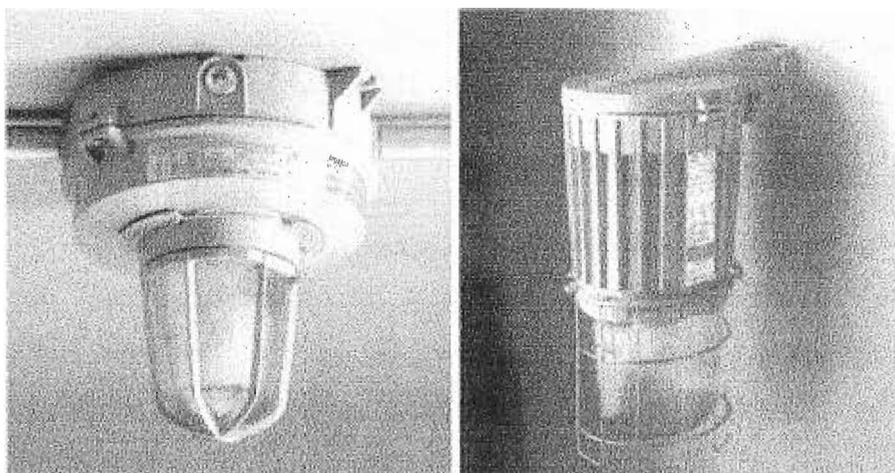


Fig. 6.9 Luminarias HID para áreas Clase I, División 2 y Clase II
(modelo VMV, catálogo Crouse-Hinds)

6.2.3 Motores.

Dado que los motores son necesarios para manejar las bombas, compresores, ventiladores, sopladores y fajas transportadoras, su presencia en atmósferas peligrosas es con frecuencia inevitable.

La selección de tipo de motor apropiado es importante, en cuanto esto tiene un efecto considerable en el costo inicial del proyecto.

Los tipos de atmósferas peligrosas y condiciones corrosivas son los factores preponderantes en esta selección, ya que ambos dictan el grado de protección que se necesita para evitar mantenimiento excesivo y paradas de planta costosas.

Las condiciones corrosivas y ambientales varían entre áreas en la planta; en consecuencia, no hay un solo tipo de construcción de motor que sea suficiente para todas las aplicaciones. Los tipos de motores disponibles varían en todas las formas, desde “a prueba de agua” hasta “totalmente cerrado y con ventilador refrescante”. En locaciones Clase I, División 1, solo se pueden emplear los motores del tipo a prueba de explosión, del tipo totalmente cerrado y presurizado con aire limpio, del tipo totalmente cerrado llenado con gas inerte y del tipo sumergido especial.

No debería de asumirse que los motores y los controles diseñados para un grupo de gas se adapten para usarlo en una locación peligrosa de un grupo de gas diferente.

Los motores para uso en locaciones Clase I, División 2 en el cual se empleen contactores, interruptores o dispositivos resistivos, también deben ser a prueba de explosión o debe estar presurizado.

Los motores abiertos como los motores de inducción tipo jaula de ardilla sin ningún dispositivo que origine arcos se pueden utilizar en locaciones Clase I, División 2.

UL ha publicado un procedimiento para reparación de los motores a prueba de explosión mencionados. El fabricante del motor debería ser consultado en cuanto a qué talleres han sido autorizados para hacer las reparaciones necesarias. El mantenimiento no autorizado de un motor a prueba de explosión puede anular la garantía del fabricante.

6.2.4 Tomacorrientes y Enchufes.

En la mayoría de dispositivos a prueba de explosión, todas las partes que transportan la corriente están dentro de la caja. Sin embargo, en los tomacorrientes y enchufes los contactos deben estar fuera. El problema es hacer un dispositivo seguro para usar en atmósferas explosivas. Se pueden utilizar dos métodos.

a) Bloqueo interno, frente muerto

Los contactos de la toma esta bloqueado internamente con un interruptor localizado en un compartimiento a prueba de explosión. Los contactos del tomacorriente no estarán energizados cuando el enchufe sea insertado o retirado.

b) Acción retardada

El enchufe y la toma están contruidos de tal forma que cualquier arco eléctrico que pueda ocurrir en los contactos será confinado dentro de un compartimiento a prueba de explosión. Este diseño también previene el retiro rápido del enchufe de la toma, dando tiempo para que cualquier partícula o parte caliente se enfríe antes que lleguen a tener contacto con la atmósfera explosiva circundante.

Ambos diseños son prácticos y ampliamente utilizados, aunque el tipo frente muerto es frecuente. También hay una amplia variedad de enchufes y tomacorrientes disponibles para locaciones Clase II.

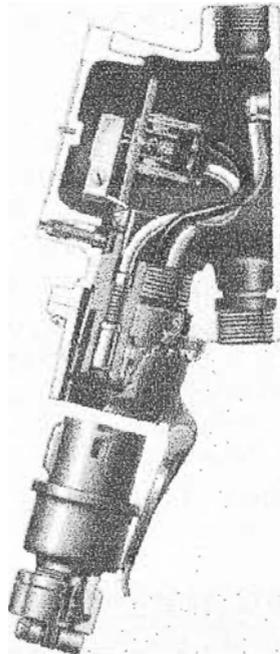


Fig. 6.10 Tomacorriente construido con interruptor bloqueado internamente.

Girando el enchufe después de la inserción se activa el interruptor.

Esto también se conoce como frente muerto.

6.3 Materiales para Cableado Eléctrico.

6.3.1 Tubería Conduit.

En locaciones Clase 1, División 1 toda la tubería debe ser de metal rígido o acero intermedio IMC con al menos cinco hilos roscados para que ajuste firmemente a la caja. (Una excepción a 500.8 (E) permite 4-1/2 para entradas roscadas NPT de fábrica). Cuando se realiza el roscado en campo se requiere perforar y atornillar más profundamente que el estándar NPT para asegurar el ajuste de los cinco hilos de rosca completamente.

Un método común de cableado emplea la tubería de paredes gruesas con un acabado resistente a la corrosión. Adicionalmente, hay varios tipos de pinturas o acabados especiales que se usan extensivamente para dar protección extra contra atmósferas corrosivas.

Los cambios de temperatura y presión barométrica causa que la tubería “respire”, entrando y circulando aire a través del conduit. Como las juntas en un sistema de tuberías y sus componentes rara vez están lo suficientemente ajustadas para prevenir esta respiración, la humedad en el aire se condensa y se colecta en la base de un conduit vertical yendo a la caja del equipo. Esto podría causar cortocircuito o fallas a tierra en el equipo.

Para eliminar esta condición, se deberían instalar accesorios de inspección y equipos a prueba de explosión con drenaje para eliminar automáticamente el agua.

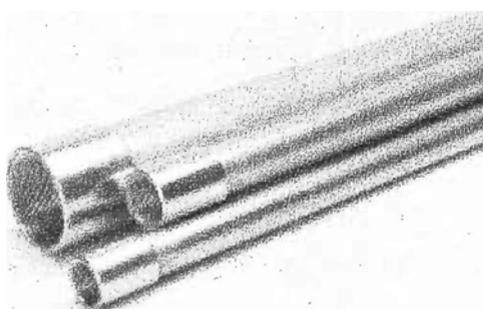


Fig. 6.11 Tubería rígida RMC e intermedia IMC.

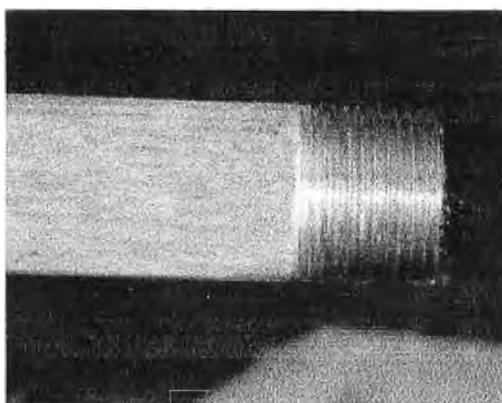


Fig. 6.12 Rosca NTP de 10 hilos en tubería conduit.

6.3.2 Sellos y Compuesto Sellador.

Los sellos son necesarios para limitar el volumen, evitar que una explosión viaje por todo el sistema de conduits, para bloquear gases o vapores que van de un área peligrosa a otra área no peligrosa a través de los conductos eléctricos o de caja a caja, y para

detener el apilamiento de gases, la acumulación de presión dentro del conduit causado por la pre-compresión debido a que la explosión viaja a través del conduit. (Ver apéndice con la selección de sellos y drenajes).

Los sellos de tipo estándar no se fabrican para evitar el paso de líquidos, gases o vapores a presiones generalmente por encima de la atmosférica. Las temperaturas extremas y los líquidos y vapores altamente corrosivos pueden afectar la capacidad del sello de realizar su función prevista.

En locaciones peligrosas, los sellos son necesarios en las siguientes circunstancias:

Cuando el conduit entra a una caja que aloja equipos con alta temperatura o que producen arcos (el sello debe estar a 18 pulgadas del recinto que aísla).

Cuando el conduit entra a una caja que aloja terminales, empalmes o derivaciones, si el conduit es de 2" de diámetro o más grande.

Cuando el conduit sale de un área División 1 o pasa a un área División 2, desde un área peligrosa a una no peligrosa.

El artículo 501.15(A)(1) del NEC permite que las uniones, acoplamientos y codos sean colocados entre el sello y la caja a prueba de explosión.

6.3.3 Unión Universal.

Las uniones son instaladas en sistemas de tuberías para:

Conectar tubería rígida a las cajas de conexiones o a los dispositivos en gabinetes,

Conectar tubería rígida a tubería rígida, o proporcionar un medio para futuras modificaciones en el sistema de tuberías.

Los codos son instalados en sistemas de tuberías para:

Cambiar la dirección en 90° de la tubería rígida,

Cuando termina la tubería en la entrada de las cajas de conexiones.

Estos accesorios pueden ser de acero electrogalvanizado con acabado cromado, aleación de hierro o hierro maleable electrogalvanizado pintado en aluminio acrílico, y deben cumplir con las normas (NEC, CEC) además de estar certificados (UL, CSA).

6.3.4 Acoplamiento Flexible.

Los acoplamientos se usan en áreas peligrosas donde se requiera:

Una parte flexible en un sistema de tubería para lograr curvas difíciles,

Tener en cuenta el movimiento o la vibración del equipo o unidad al que es conectado.

Los acoplamientos se caracterizan por:

Su diseño rugoso para soportar presiones explosivas (Clase I) y abuso mecánico.

Ser herméticos para instalaciones donde hay humedad,

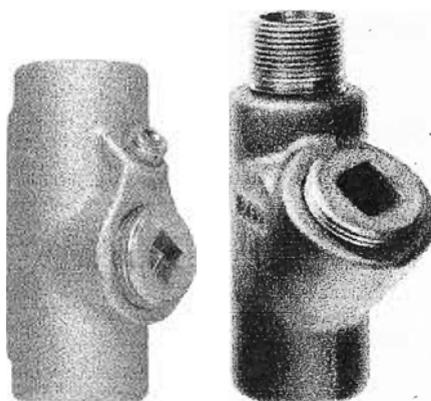


Fig. 6.13 Sellos para posición horizontal y vertical en sistema de tuberías (modelo EYS, catálogo Crouse-Hinds).

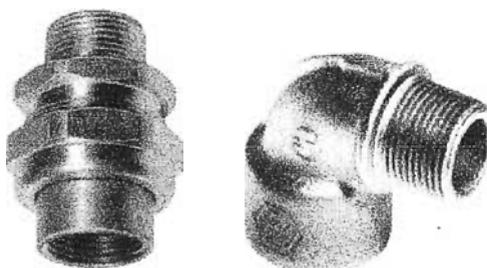


Fig. 6.15 Uniones y Codos Clase I, División 1 y 2 (modelos UNY y EL, catálogo Crouse-Hinds)

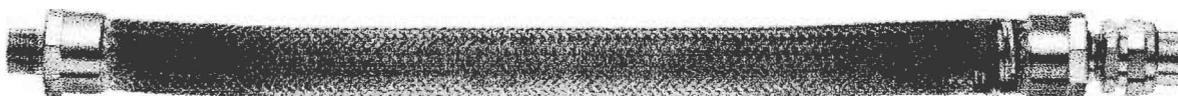


Fig. 6.16 Acoplamiento Flexible Clase I, División 1 y 2 (modelo ECGJH, catálogo Crouse-Hinds).

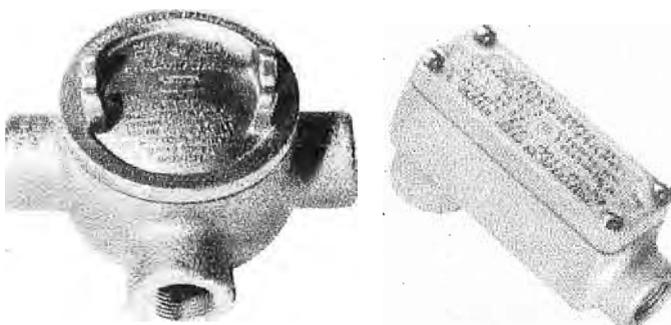


Fig. 6.17 Cajas de Paso para áreas peligrosas Clase I, División 1 y 2 (modelos GUA y OC, catálogo Crouse-Hinds).

Utilizarse en instalaciones donde la ausencia de espacio dificulta el uso de tubería rígida,

Su trenza metálica que proporciona una trayectoria eléctrica a tierra.

Dependiendo del diámetro del acoplamiento, estos pueden ser de bronce forjado o acero inoxidable en la parte terminal, y la entrada (hembra o macho) de acero o aleación de hierro. La trenza metálica esta formada por hilos de cobre flexibles y tiene un recubrimiento de bronce. La parte interna esta forrada con algodón trenzado impregnado de asfalto.

En lugares con corrosión severa, los acoplamientos se recubren con una capa protectora de PVC flexible.

6.3.5 Cajas de Conexión.

Las cajas de conexión son instaladas en sistemas de tuberías dentro de áreas peligrosas para:

Proteger los conductores de los hilos de la tubería rígida roscada,

Actuar como caja de empalmes y de paso,

Conectar sistemas de tuberías largos,

Cambiar dirección de la tubería,

Proveer acceso a los conductores para mantenimiento y futuros cambios en el sistema,

Actuar como caja de salida para aparatos (con la tapa protectora adecuada),

- Actuar como sello (con la tapa protectora adecuada).

Las cajas de conexión para tuberías se caracterizan por:

Tener una boquilla de neopreno para cumplir el requerimiento NEMA 4,

Soportes en la tapa protectora para retirar y ajustar fácilmente,

Tornillo interno para conectar a tierra,

Postizos de montaje estándar, excepto los que tienen entrada en la parte de abajo,

Tapa protectora roscada,

Diversos arreglos para las entradas de las tuberías,

Entrada con roscado ahusado para proporcionar continuidad de la conexión a tierra,

Entrada alisada para proteger el aislamiento del conductor al momento de la instalación,

Diversos tipos de tapas protectora para ser utilizadas como sello, como domo, o como colgador de aparatos,

Tapa protectora con 12 hilos.

El cuerpo de la caja de conexiones puede ser de aleación de hierro, electrogalvanizado y pintado con aluminio acrílico, o de aluminio libre de cobre. La tapa protectora esta hecho de aluminio libre de cobre.

Cuando se ensambla la caja de conexiones con tapa protectora tipo sello, estos pueden instalarse en posición vertical u horizontal.

CAPÍTULO VII

APROBACIÓN Y PUESTA EN SERVICIO

7.1 Informe Técnico Favorable para Instalación.

El Informe Técnico Favorable para la instalación de establecimientos de venta al público de GNV comprende desde el proyecto de las instalaciones hasta antes de su construcción. La solicitud debe ir acompañada de la siguiente documentación administrativa y técnica:

- a) Documento de identidad o partida registral de constitución social del solicitante, según sea persona natural o jurídica.
- b) Documento de propiedad del terreno.
- c) Memoria descriptiva del proyecto.
- d) Estudio de impacto ambiental y copia de la resolución que lo aprueba por parte de la Dirección General de Asuntos Ambientales y Energéticos del Ministerio de Energía y Minas.
- e) Estudio de riesgos firmado por profesional responsable.
- f) Especificaciones técnicas de construcción, materiales y equipos.
- g) Planos del proyecto correspondiente de:
 - situación, detallando el entorno del establecimiento (centros educativos, mercados, hospitales, etc.),
ubicación, con indicación de distancias a calles, pistas, veredas, carreteras, postes y torres que conduzcan cables de MT y AT, centros de transformación, etc.),
distribución, señalando las partes integrantes aplicables al proyecto (red de distribución de gas natural, sistema de compresión, islas de despacho, surtidores, válvulas, accesos, oficinas, ventilaciones, etc.),
 - tuberías e instrumentación (P&ID),
 - isométrico que incluya equipamiento y tubería de GNV,
obras mecánicas para montaje de tubería y equipo de compresión,

- obras eléctricas y de instrumentación (diagramas unifilares, puestas a tierra, red de cables de energía, red de iluminación, etc.),
- clasificación de áreas peligrosas para diseño de instalaciones eléctricas,
- obras civiles para explanaciones, pistas, veredas, drenajes, etc.,
- estructura y detalles del techo que cubre las islas de despacho y/o patio de maniobras,
- circulación, señalando los recorridos de ingreso y salida a establecimiento e islas de despacho, con los radios de giro establecidos, ubicación de equipos contra incendios.

Previa evaluación, el OSINERG emitirá el ITF para Instalación en un plazo máximo de treinta (30) días, una vez subsanadas todas las observaciones.

7.2 Informe Técnico Favorable de Uso y Funcionamiento.

Comprende desde el inicio de la construcción hasta la puesta en funcionamiento del establecimiento, una vez obtenida la licencia de construcción. Para tal efecto, el interesado deberá presentar la respectiva solicitud acompañada, en una primera etapa del procedimiento, de la siguiente documentación administrativa y técnica.

- a) En caso el solicitante sea persona natural: copia de su documento de identidad.
- b) En caso el solicitante sea persona jurídica: copia de la partida registral donde obre la constitución social de la empresa.
- c) Cronograma de ejecución de obras, precisando la fecha programada para la realización de las pruebas de tuberías y equipos.

Durante la construcción del establecimiento, el OSINERG inspecciona y verifica que las obras de construcción sean realizadas de acuerdo con las normas técnicas, de seguridad y teniendo en cuenta la documentación técnica del proyecto aprobada con el Informe Técnico Favorable para instalación.

Una vez concluida la construcción e instalación se deberá presentar, en la segunda etapa del procedimiento para la emisión del ITF de uso y funcionamiento, la siguiente documentación técnica:

- a) Planos conformes a obra, firmado por el solicitante y los profesionales responsables,
- b) Actas de pruebas de tuberías y equipos, suscritas por el OSINERG,
- c) Certificado de conformidad de los equipos y accesorios para la venta al público de GNV, otorgado por un organismo certificado ante INDECOPI,
- d) Plan de contingencia para emergencias.

Previa evaluación, el OSINERG emitirá el ITF para Uso y Funcionamiento en un plazo máximo de treinta (30) días, una vez subsanadas todas las observaciones.

7.3 Informe Técnico Favorable para Modificación y/o Ampliación.

La instalación de nuevos equipos, la reubicación de equipos existentes, el aumento de capacidad o el aumento de terreno en proyectos o instalaciones de establecimientos de venta al público de GNV, requieren de la emisión del ITF para modificación y/o ampliación, y del consecuente ITF para Uso y Funcionamiento de modificación y/o ampliación, que deberán ser tramitados ante el OSINERG.

El procedimiento para la obtención del informe se rige por lo establecido para el Informe Técnico Favorable de Instalación y de Uso y Funcionamiento detallado anteriormente.

De igual manera se procede para los proyectos e instalaciones de equipos y accesorios para la venta al público de GNV en las estaciones de servicio, grifos y gasocentros de GLP, así como establecimientos de consumo directo de GNV.

7.4 Estudio de Impacto Ambiental.

El estudio de impacto ambiental tiene como objetivo analizar los impactos ambientales de un proyecto y sus alternativas factibles. Todos los proyectos admiten alternativas de ubicación, respecto a los sitios mas favorables desde el punto de vista de la conservación del ambiente; tecnológicas, que abarcan diferentes equipos y procesos de construcción o de producción; y de calendarización, cuando las acciones puedan causar efectos diferentes en el ambiente según la duración, ocasión o estación del año.

La alternativa de no realizarse el proyecto siempre es considerada, para que se pueda pronosticar la situación ambiental futura del área de influencia, sin el proyecto, y de compararla con la situación futura en los casos de adopción de cada una de las alternativas.

El almacenamiento y distribución de hidrocarburos implica diversos impactos ambientales potenciales. Debido a que los hidrocarburos son extremadamente volátiles e inflamables, se deberán tomar precauciones para asegurar que los impactos sean minimizados. Además de los problemas ambientales, existen riesgos para la salud y seguridad del personal y el público en general ante una amenaza de incendio o explosión.

Los temas ambientales de importancia asociados con las instalaciones de distribución de petróleo son:

Contaminación del suelo, aguas subterráneas y superficiales.

Emisiones al aire, y

Manejo de desechos de las instalaciones.

El almacenamiento de hidrocarburos en tanques de acero relativamente desprotegidos es una práctica que ha ocasionado la contaminación a gran escala de los suelos, aguas subterráneas y superficiales. Una vez que la contaminación se produce, sus efectos

pueden prevalecer durante décadas. No existe una tecnología apropiada para limpiar acuíferos subterráneos contaminados y, si existe, puede ser no práctica o excesivamente costosa. La respuesta debe recaer en mejorar los métodos de detección temprana y prevención para minimizar los daños.

La gasolina y el diesel contienen compuestos orgánicos volátiles (VOC), tales como butano, pentano, benceno tolueno, y xileno. En combinación con óxidos de nitrógeno, producidos durante la combustión de combustibles fósiles, los VOC's reactivos pueden generar la formación de ozono (O₃) en presencia de la luz solar como un proceso de reacciones fotoquímicas en la atmósfera. El ozono cerca del suelo contribuye al "smog fotoquímico", que es un tema de preocupación ambiental y de salud. Los vapores de gasolina también contienen compuestos que son considerados tóxicos.

Las mayores emisiones de vapores de hidrocarburos en las instalaciones de distribución de petróleo ocurren durante la carga y descarga de combustibles. También contribuyen con las emisiones de gas en las instalaciones con productos de petróleo, los respiraderos en tanques no presurizados, las filtraciones en válvulas y tuberías, los derrames, los desperdicios líquidos descubiertos, y las descargas de gas presurizado (por ejemplo, fugas de gas propano).

Se deben resumir tópicos operacionales, presentándose estrategias de manejo y pautas para:

- Administración corporativa
- Manejo de registros
- Emisiones fugitivas
- Manejo de suelos y propiedades
- Prevención, contención y recuperación de derrames
- Tanque de almacenamiento
- Deposito de materiales y almacenaje
- Manejo de desechos
- Procedimientos de emergencia

7.4.1 Manejo de Registros.

El manejo de registros se refiere al establecimiento y mantenimiento de los registros apropiados del lugar para los diversos procedimientos y equipos utilizados en las instalaciones de distribución de productos petrolíferos.

Estos registros identifican los procedimientos operacionales de una instalación y determinan la información que debería ser revisada periódicamente para propósitos de manejo. Los registros de las instalaciones incluyen:

Inspecciones de equipos y recipientes,

- Permisos y licencias,
- Registros volumétricos de combustible,
- Legislación,
- Mediciones de separación de petróleo/agua,
- Inventarios de desechos,
- Dibujos de las instalaciones, y
- Análisis ambientales o auditorías.

Los equipos de la instalación así como la información de los registros de construcción incluyen:

- Planos,
- Dibujos de tanques y tuberías,
- Mapas del área,
- Dibujos de instalaciones eléctricas,
- Registros específicos de equipos (por ejemplo, tanques de almacenamiento), y
- Registros de reparaciones y mantenimiento.

La información volumétrica del producto (registros de medición) deberá ser establecida diariamente, registrada y examinada para determinar si ha ocurrido alguna pérdida de producto.

Estos registros deberán ser conservados en el lugar durante toda la vida de la instalación y deberían estar disponibles si se realizara alguna inspección. Los registros de inspección de equipos/recipientes deberán ser mantenidos en el lugar de manera que se pueda controlar la performance del equipo. Estos registros incluyen resultados de:

- Inspecciones del sistema catódico
- Pruebas de corrosión
- Pruebas de integridad del tanque (hidrostáticas y neumáticas)
- Calibraciones de contómetros/pruebas, e
- Inspecciones y auditorías de las instalaciones.

7.4.2 Procedimiento de Emergencias.

Se entiende por procedimientos de emergencia el uso de programas establecidos y ensayados que han sido desarrollados para ayudar a la compañía y a otras organizaciones de respuesta a reducir o eliminar los peligros potenciales para el personal, el público y el medio ambiente, que pueden ser ocasionados por la fuga de alguna sustancia o un accidente industrial.

Un plan de respuesta a emergencias identifica los posibles tipos de emergencias que pueden ocurrir, así como los métodos más adecuados de respuesta a estas emergencias.

Un adecuado plan de emergencia podrá ayudar al personal a determinar y ejecutar rápidamente adecuadas acciones correctivas, asegurar la seguridad de los trabajadores, personal de respuesta y el público, reducir la magnitud de los impactos ambientales y otros impactos, reducir el potencial de destrucción de propiedades o mayores pérdidas de productos, e inspirar confianza en el personal de respuesta, el de las instalaciones y el público.

El plan de acciones de emergencia deberá estar disponible en el lugar, para ser usado durante todo tipo de emergencia. El contenido del plan sigue el estándar aceptado para la industria:

- a) Tipo de emergencias que el Plan contempla
 - lesiones graves o fatales,
 - accidentes de vehículos,
 - descargas de hidrocarburos,
 - fuegos y explosiones,
 - desastres naturales, y
 - amenazas de bombas.
- b) Tareas y responsabilidades individuales del personal.
- c) Comunicaciones que se deben hacer.
- d) Procedimientos de respuesta que se deben adoptar para controlar la emergencia, incluyendo consideraciones sobre seguridad.
- e) Números telefónicos claves de la compañía, organizaciones de respuesta (por ejemplo, policía, bomberos) y dependencias del gobierno.

Los procedimientos de emergencia y números telefónicos deberán ser colocados en lugares visibles para facilitar las llamadas telefónicas. Todo el personal deberá ser cuidadosamente entrenado en sus tareas de respuesta ante una emergencia y estar familiarizados con el contenido del Plan. Los procedimientos de respuesta ante una emergencia deberán ser probados regularmente según un cronograma definido por lo menos una vez al año. Se deberán utilizar varias condiciones de simulación (por ejemplo, tipos de emergencia, número de accidentes, condiciones climáticas y ausencia de ayuda).

Al término de las prácticas del plan de emergencia se debe recoger información del funcionamiento del plan con el fin de evaluarla y analizar la efectividad del plan y orientar las recomendaciones sugeridas para efectuar cambios en el Plan.

Los contenidos de todos los tanques de almacenamiento, almacenes y otras construcciones deberán estar clara y precisamente identificados con señales. Esto

ayudará al personal de emergencia a implementar los procedimientos de respuesta más apropiados.

Los interruptores de parada de emergencia deberán estar localizados cerca del equipo de bombeo para asegurar un rápido acceso durante la respuesta ante una emergencia. Los interruptores no deberán estar obstruidos, deberán estar en un lugar claramente visible para todas las áreas operativas críticas e identificados con una señal.

CONCLUSIONES

1. La clasificación de áreas peligrosas es un tema complejo. Sobredimensionar para hacer segura una locación peligrosa deberá ser una consideración esencial en el diseño.
2. El principio básico de diseño en un área peligrosa es asegurar que los tres lados del triángulo de explosividad no existan simultáneamente. Si cualquier lado no está presente, no puede ocurrir una explosión. La protección contra explosiones *por lo tanto requerirá controlar o eliminar uno o más lados del triángulo.*
3. El diseño de las instalaciones eléctricas y la selección de los equipos y materiales que se empleen dentro de establecimientos de venta al público de combustibles líquidos, GLP o GNV deberá cumplir con las especificaciones de la Clase I, División 1 ó 2, Grupo D según el Anexo J del Código Nacional de Electricidad vigente.
4. El uso de luminarias a prueba de explosión en los techos de las islas de dispensadores y los valores de puesta a tierra exigidos por la normativa vigente para los establecimientos de venta de GNV deberán ser analizados en cada caso y adecuarse al diseño.
5. En algunos casos, el flujo de ventilación necesario para la seguridad de las personas en ambientes con sustancias ignitables, protege la instalación contra el peligro de explosiones.
6. La posibilidad que un teléfono celular utilizado en condiciones normales pueda convertirse en una fuente de explosión en una estación de combustible es considerada baja porque la energía irradiada por el teléfono celular (radio frecuencia) es menor a la energía requerida para la ignición de un gas o vapor perteneciente al Grupo D.

ANEXOS

ANEXO A
INSTALACIONES ELÉCTRICAS UBICADAS EN ÁREAS DE OPERACIÓN DE GNV

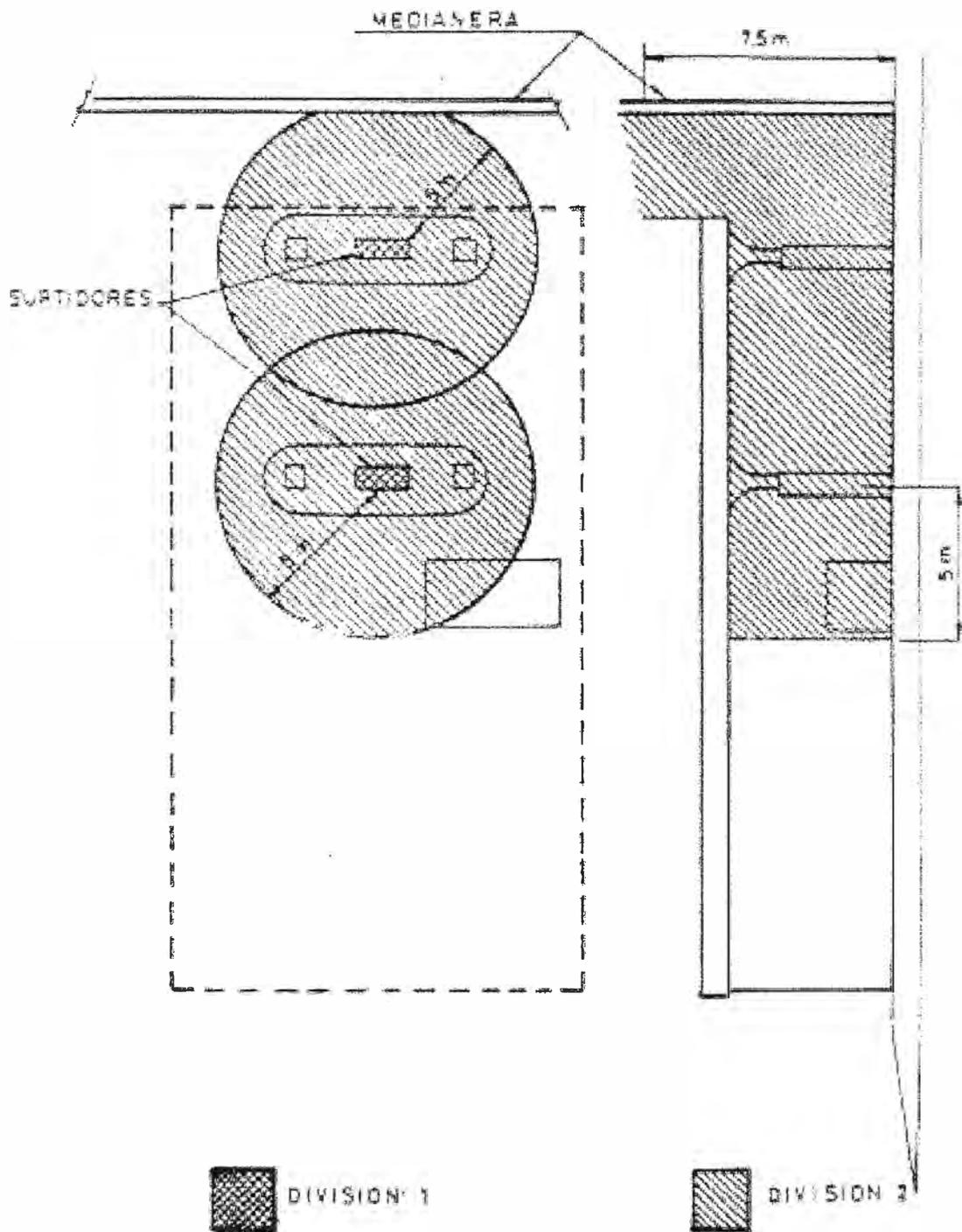


Fig. A.1 Islas de GNV para Servicio Público

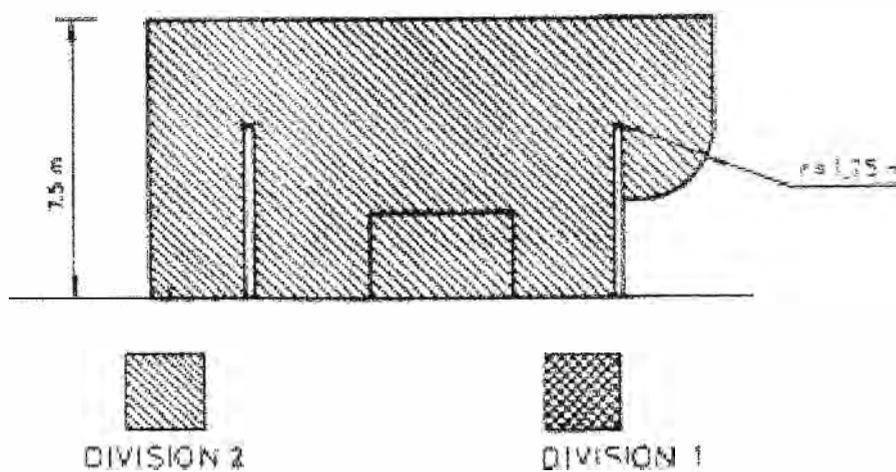
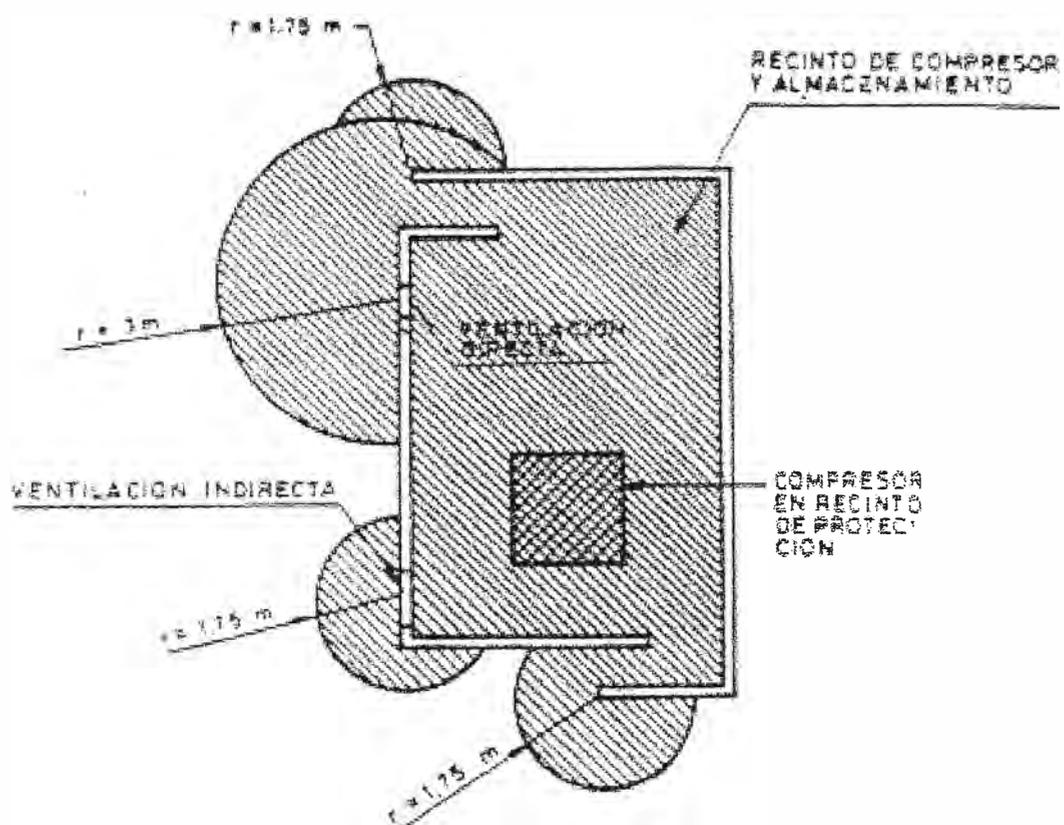


Fig. A.2 Recinto para Compresor y Almacenamiento

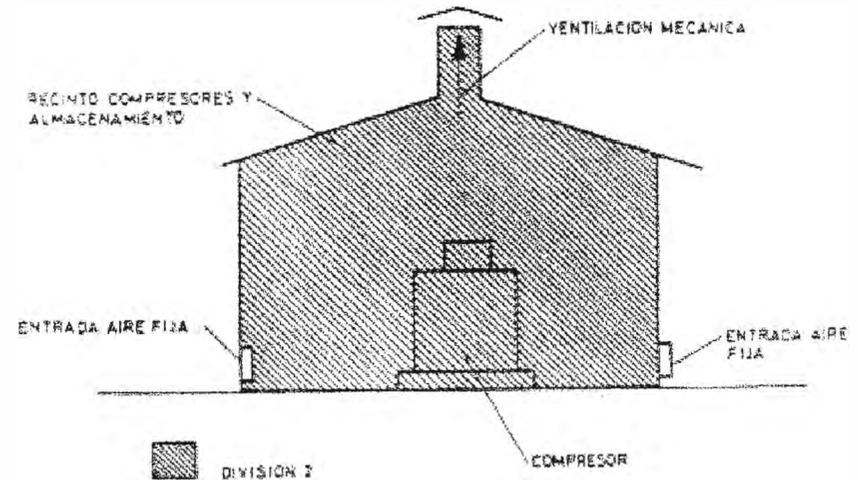
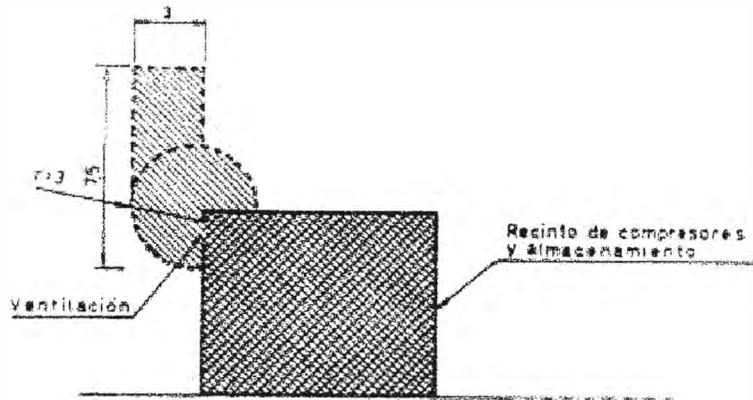
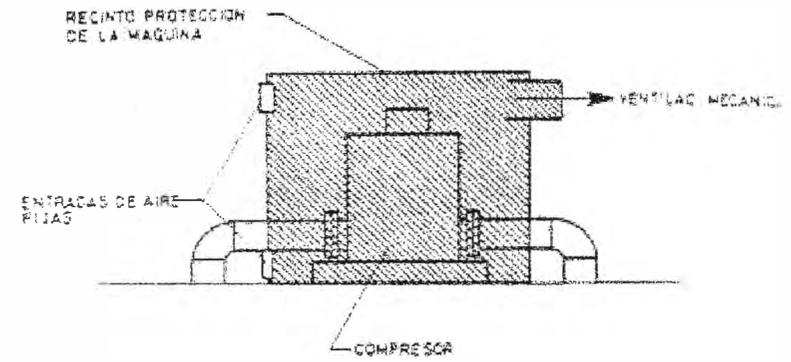
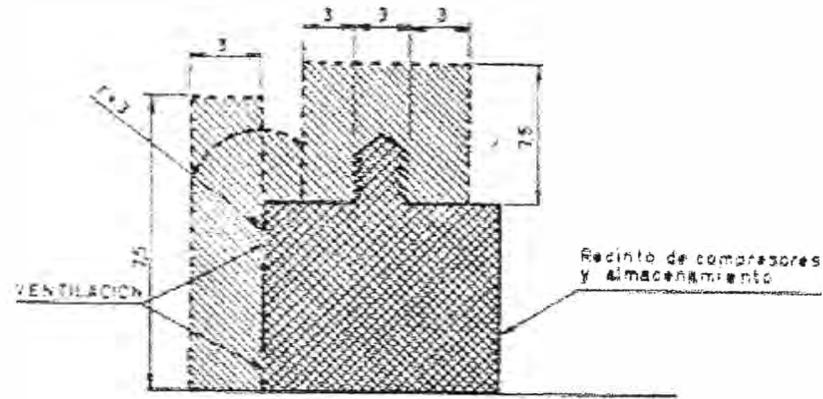


Fig A.3 Sistema de Ventilación en Recinto de Compresor

ANEXO B

PLANO DE CLASIFICACIÓN PARA 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.

PRIMERO: 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.
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 (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. 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: 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.)

TERCERO: Elaborar el plano de Localización General en base al plano de localización de la planta, deben considerarse cuando sea necesario cortes transversales y longitudinales para ser más objetiva la información.

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

SEXTO: 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.

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

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. Esto con el objeto de hacer la selección adecuada de la instalación y equipo eléctrico en toda el área de proceso.

GASES Y VAPORES - SUSTANCIAS PELIGROSAS USADAS EN EL COMERCIO Y LA INDUSTRIA (NFPA 497)

CLASE I GRUPO	SUSTANCIA	TEMPERATURA AUTO-IGNICION		TEMPERATURA INFLAMACION		LIMITE FLAMABILIDAD PORCENTAJE POR VOLUMEN		DENSIDAD DE VAPOR (AIRE = 1.0)
		°F	°C	°F	°C	INFERIOR	SUPERIOR	
C	II B Acetaldehyde	347	175	-38	-38	4.0	60	1.5
D	II A Acetic Acid	867	464	103	39	4.0	19.9 @ 200° F	2.1
D	II A Acetic Anhydride	600	316	120	49	2.7	10.3	3.5
D	II A Acetone	899	465	-4	-20	2.5	13	2.0
D	II A Acetone Cyanohydrin	1,270	688	165	74	2.2	12.0	2.9
D	II A Acetonitrile	975	524	42	6	3.0	16.0	1.4
A	II C Acetylene	581	305	gas	gas	2.5	100	0.9
B(C)	Acrolein (inhibited)	455	235	-15	-26	2.8	31.0	1.9
D	II A Acrylonitrile	898	481	32	0	3.0	17	1.8
D	II A Adiponitrile	—	—	200	93	—	—	—
C	II B Allyl Alcohol	713	378	70	21	2.5	18.0	2.0
D	II A Allyl Chloride	905	485	-25	-32	2.9	11.1	2.6
B(C)	Allyl Glycidyl Ether	—	—	—	—	—	—	c
D	II A n-Amyl Acetate	680	360	60	16	1.1	7.5	4.5
D	II A sec-Amyl Acetate	—	—	89	32	—	—	4.5
D	II A Aniline	1,139	615	158	70	1.3	11	3.2
D	II A Benzene	928	498	12	-11	1.3	7.9	2.8
D	II A Benzyl Chloride	1,085	565	153	67	1.1	—	4.4
B(D)	1,3-Butadiene	788	420	gas	gas	2.0	12.0	1.9
D	II A 1-Butanol	650	343	98	37	1.4	11.2	2.6
D	II A 2-Butanol	761	405	75	24	1.7 @ 212° F	9.8 @ 212° F	2.6
D	II A n-Butyl Acetate	790	421	72	22	1.7	7.6	4.0
D	II A iso-Butyl Acetate	790	421	—	—	—	—	—
D	II A sec-Butyl Acetate	—	—	88	31	1.7	9.8	4.0
D	II A t-Butyl Acetate	—	—	—	—	—	—	—
D	II A n-Butyl Acrylate (inhibited)	559	293	118	48	1.5	9.9	4.4
C	II B n-Butyl Formal	—	—	—	—	—	—	—
B(C)	n-Butyl Glycidyl Ether	—	—	—	—	—	—	—
D	II A t-Butyl Toluene	—	—	—	—	—	—	—
D	II A Butylamine	594	312	10	-12	1.7	9.8	2.5
D	II A Butylene	725	385	gas	gas	1.6	10.0	1.9
C	II B n-Butylaldehyde	425	218	-8	-22	1.9	12.5	2.5
D	II A n-Butyric Acid	830	443	161	72	2.0	10.0	3.0
C	II B Carbon Disulfide	194	90	-22	-30	1.3	50.0	2.6
C	II B Carbon Monoxide	1,128	609	gas	gas	12.5	74.0	1.0
C	II B Chloroacetaldehyde	—	—	—	—	—	—	—
D	II A Chlorobenzene	1,099	593	82	28	1.3	9.6	3.9
C	II B 1-Chloro-1-Nitropropane	—	—	144	62	—	—	4.3
D	II A Chloroprene	—	—	-4	-20	4.0	20.0	3.0
D	II A Cresol	1038-1110	559-599	178-187	81-86	1.1-1.4	—	—
C	II B Crotonaldehyde	450	232	55	13	2.1	15.5	2.4
D	II A Cumene	795	424	96	36	0.9	6.5	4.1
D	II A Cyclohexane	473	245	-4	-20	1.3	8.0	2.9
D	II A Cyclohexanol	572	300	154	68	—	—	3.5
D	II A Cyclohexanone	473	245	111	44	1.1 @ 212° F	9.4	3.4
D	II A Cyclohexene	471	244	<20	<-7	—	—	2.8
D	II A Cyclopropane	938	503	gas	gas	2.4	10.4	1.5
D	II A p-Cymene	817	436	117	47	0.7 @ 212° F	5.6	4.6
C	II B n-Decaldehyde	—	—	—	—	—	—	—
D	II A n-Decanol	550	288	180	82	—	—	5.5
D	II A Decene	455	235	-131	-55	—	—	4.84
D	II A Diacetone Alcohol	1,118	603	148	64	1.8	6.9	4.0
D	II A o-Dichlorobenzene	1,198	647	151	66	2.2	9.2	5.1
D	II A 1,1-Dichloroethane	820	438	22	-6	5.6	—	—
D	II A 1,2-Dichloroethylene	860	460	36	2	5.6	12.8	3.4
C	II B 1,1-Dichloro-1-Nitroethane	—	—	168	76	—	—	5.0
D	II A 1,3-Dichloropropene	—	—	95	35	5.3	14.5	3.8
C	II B Dicyclopentadiene	937	503	90	32	—	—	—
D	II A Diethyl Benzene	743-842	395-450	133-135	56-57	—	—	4.6
C	II B Diethyl Ether	320	160	-49	-45	1.9	36.0	2.6
C	II B Diethylamine	594	312	-9	-23	1.8	10.1	2.5
C	II B Diethylaminoethanol	—	—	—	—	—	—	—
C	II B Diethylene Glycol Monobutyl Ether	442	228	172	78	0.85	24.6	5.6
C	II B Diethylene Glycol Dimethyl Ether	465	241	205	96	—	—	—
D	II A Di-isobutyl Ketone	745	396	120	49	0.8 @ 200° F	7.1 @ 200° F	4.9
D	II A Di-isobutylene	736	391	23	-5	0.8	4.6	3.9
C	II B Di-isopropylamine	600	316	30	-1	1.1	7.1	3.5
C	II B N,N-Dimethyl Aniline	700	371	145	63	—	—	4.2
D	II A Dimethyl Formamide	833	455	136	58	2.2 @ 212° F	15.2	2.5
D	II A Dimethyl Sulfate	370	188	182	83	—	—	4.4
C	II B Dimethylamine	752	400	gas	gas	2.8	14.4	1.6
C	II B 1,4-Dioxane	356	180	54	12	2.0	22	3.0
D	II A Dipentene	458	237	113	45	0.7 @ 302° F	6.1 @ 302° F	4.7
C	II B Di-n-propylamine	570	299	63	17	—	—	3.5
C	II B Dipropylene Glycol Methyl Ether	—	—	186	86	—	—	5.11
D	II A Dodecene	491	255	—	—	—	—	—
C	II B Epichlorohydrin	772	411	88	31	3.8	21.0	3.2
D	II A Ethane	882	472	gas	gas	3.0	12.5	1.0

GASES Y VAPORES - SUSTANCIAS PELIGROSAS USADAS EN EL COMERCIO Y LA INDUSTRIA (NFPA 497)

CLASE I GRUPO	SUSTANCIA	TEMPERATURA AUTO-IGNICION		TEMPERATURA INFLAMACION		LIMITE FLAMABILIDAD PORCENTAJE POR VOLUMEN		DENSIDAD DE VAPOR (AIRE = 1.0)	
		°F	°C	°F	°C	INFERIOR	SUPERIOR		
D	IIA	Ethanol	685	363	55	13	3.3	19	1.6
D	IIA	Ethyl Acetate	809	427	24	-4	2.0	11.5	3.0
D	IIA	Ethyl Acrylate (inhibited)	702	372	59	10	1.4	14	3.5
D	IIA	Ethyl sec-Amyl Ketone	—	—	—	—	—	—	—
D	IIA	Ethyl Benzene	810	432	70	21	0.8	6.7	3.7
D	IIA	Ethyl Butanol	—	—	—	—	—	—	—
D	IIA	Ethyl Butyl Ketone	—	—	115	46	—	—	4.0
D	IIA	Ethyl Chloride	966	519	-58	-50	3.8	15.4	2.2
D	IIA	Ethyl Formate	851	455	-4	-20	2.8	16.0	2.6
D	IIA	2-Ethyl Hexanol	448	231	164	73	0.88	9.7	4.5
D	IIA	2-Ethyl Hexyl Acrylate	485	252	180	82	—	—	—
C	IIIB	Ethyl Mercaptan	572	300	<0	<-18	2.8	18.0	2.1
C	IIIB	n-Ethyl Morpholine	—	—	—	—	—	—	—
C	IIIB	2-Ethyl-3-Propyl Acrolein	—	—	155	68	—	—	4.4
D	IIA	Ethyl Silicate	—	—	125	52	—	—	7.2
D	IIA	Ethylamine	725	385	<0	<-18	3.5	14.0	1.6
C	IIIB	Ethylene	842	450	gas	gas	2.7	36.0	1.0
D	IIA	Ethylene Chlorohydrin	797	425	140	60	4.9	15.9	2.8
D	IIA	Ethylene Dichloride	775	413	56	13	6.2	16	3.4
C	IIIB	Ethylene Glycol	—	—	—	—	—	—	—
C	IIIB	Monobutyl Ether	460	238	143	62	1.1 @ 200° F	12.7 @ 275° F	4.1
C	IIIB	Ethylene Glycol	—	—	—	—	—	—	—
C	IIIB	Monobutyl Ether Acetate	645	340	160	71	0.88 @ 200° F	8.54 @ 275° F	—
C	IIIB	Ethylene Glycol	—	—	—	—	—	—	—
C	IIIB	Monoethyl Ether	455	235	110	43	1.7 @ 200° F	15.6 @ 200° F	3.0
C	IIIB	Ethylene Glycol Monoethyl Ether Acetate	715	379	124	52	1.7	—	4.72
D	IIA	Ethylene Glycol	—	—	—	—	—	—	—
D	IIA	Monomethyl ether	545	285	102	39	1.8 @ STP	14 @ STP	2.6
B(C)	IIIB	Ethylene Oxide	804	429	-20	-28	3.0	100	1.5
C	IIIB	Ethylenimine	608	320	12	-11	3.3	54.8	1.5
C	IIIB	2-Ethylhexaldehyde	375	191	112	44	0.85 @ 200° F	7.2 @ 275° F	4.4
B	IIIC	Formaldehyde (Gas)	795	429	gas	gas	7.0	73	1.0
D	IIA	Formic Acid (90%)	613	434	122	50	18	57	1.6
B	IIIC	Fuel and Combustible Process Gas (containing more than 30 percent H ₂ by volume)	—	—	—	—	—	—	—
D	IIA	Fuel Oils	410-765	210-407	100-336	38-169	0.7	5	—
C	IIIB	Furfural	600	316	140	60	2.1	19.3	3.3
C	IIIB	Furfuryl Alcohol	915	490	167	75	1.8	16.3	3.4
D	IIA	Gasoline	536-880	260-471	-30 to -50	-38 to -46	1.2-1.5	7.1-7.6	3.4
D	IIA	Heptane	399	204	25	-4	1.05	6.7	3.5
D	IIA	Heptene	500	260	<32	<0	—	—	3.39
D	IIA	Hexane	437	225	-7	-22	1.1	7.5	3.0
D	IIA	Hexanol	—	—	145	63	—	—	3.5
D	IIA	2-Hexanone	795	424	77	25	—	6	3.5
D	IIA	Hexenes	473	245	<20	<-7	—	—	3.0
D	IIA	sec-Hexyl Acetate	—	—	—	—	—	—	—
C	IIIB	Hydrazine	74-518	23-270	100	38	2.9	9.8	1.1
B	IIIC	Hydrogen	968	520	gas	gas	4.0	75	0.1
C	IIIB	Hydrogen Cyanide	1,300	538	0	-18	5.6	40.0	0.9
C	IIIB	Hydrogen Selenide	—	—	—	—	—	—	—
C	IIIB	Hydrogen Sulfide	500	260	gas	gas	4.0	44.0	1.2
D	IIA	Isoamyl Acetate	680	360	77	25	1.0 @ 212° F	7.5	4.5
D	IIA	Isoamyl Alcohol	662	350	109	43	1.2	9.0 @ 212° F	3.0
D	IIA	Isobutyl Acrylate	800	427	86	30	—	—	4.42
C	IIIB	Isobutyraldehyde	385	196	-1	-18	1.6	10.6	2.5
C	IIIB	Isodecaldehyde	—	—	185	85	—	—	5.4
C	IIIB	Iso-octyl Alcohol	—	—	180	82	—	—	—
C	IIIB	Iso-octyl Aldehyde	387	197	—	—	—	—	—
D	IIA	Isophorone	860	460	184	84	0.8	3.8	—
D	IIA	Isoprene	428	220	-65	-54	1.5	8.9	2.4
D	IIA	Isopropyl Acetate	850	460	35	2	1.6 @ 100° F	8	3.5
D	IIA	Isopropyl Ether	630	443	-18	-28	1.4	7.9	3.5
C	IIIB	Isopropyl Glycidyl Ether	—	—	—	—	—	—	—
D	IIA	Isopropylamine	756	402	-35	-37	—	—	2.0
D	IIA	Kerosene	410	210	110-162	43-72	0.7	5	—
D	IIA	Liquified Petroleum Gas	761-842	405-450	—	—	—	—	—
D	IIA	Manufacture Gas (see Fuel and Combustible Process Gas)	—	—	—	—	—	—	—
D	IIA	Mesityl Oxide	652	344	87	31	1.4	7.2	3.4
D	IIA	Methane	999	537	gas	gas	5.0	15.0	0.6
D	IIA	Methanol	725	385	52	11	6.0	36	1.1
D	IIA	Methyl Acetate	850	454	14	-10	3.1	16	2.8
D	IIA	Methyl Acrylate	875	468	27	-3	2.8	25	3.0
D	IIA	Methyl Amyl Alcohol	—	—	106	41	1.0	5.5	—
D	IIA	Methyl n-Amyl Ketone	740	393	102	39	1.1 @ 151° F	7.9 @ 250° F	3.9
C	IIIB	Methyl Ether	662	350	gas	gas	3.4	27.0	1.6
D	IIA	Methyl Ethyl Ketone	759	404	16	-9	1.7 @ 200° F	11.4 @ 200° F	2.5
D	IIA	2-Methyl-5-Ethyl Pyridine	—	—	155	68	1.1	6.6	4.2

ANEXO C

GASES Y VAPORES - SUSTANCIAS PELIGROSAS USADAS EN EL COMERCIO Y LA INDUSTRIA (NFPA 497)

CLASE I GRUPO	SUSTANCIA	TEMPERATURA AUTO-IGNICION		TEMPERATURA INFLAMACION		LIMITE FLAMABILIDAD PORCENTAJE POR VOLUMEN		DENSIDAD DE VAPOR (AIRE = 1.0)	
		°F	°C	°F	°C	INFERIOR	SUPERIOR		
C	II B	Methyl Formal	460	238	—	—	—	—	—
D	II A	Methyl Formate	840	449	-2	-19	4.5	23	2.1
D	II A	Methyl Isobutyl Ketone	840	440	64	18	1.2 @ 200° F	8.0 @ 200° F	3.5
D	II A	Methyl Isocyanate	994	534	19	-7	5.3	26	1.97
C	II B	Methyl Mercaptan	—	—	—	—	3.9	21.8	1.7
D	II A	Methyl Methacrylate	792	422	50	10	1.7	8.2	3.6
D	II A	2-Methyl-1-Propanol	780	416	82	28	1.7 @ 123° F	10.6 @ 202° F	2.6
D	II A	2-Methyl-2-Propanol	892	478	52	11	2.4	8.0	2.6
D	II A	alpha-Methyl Styrene	1,066	574	129	54	1.9	6.1	—
C	II B	Methylacetylene	—	—	gas	gas	1.7	—	1.4
C	II B	Methylacetylene-Propadiene (stabilized)	—	—	—	—	—	—	—
D	II A	Methylamine	806	430	gas	gas	4.9	20.7	1.0
D	II A	Methycyclohexane	482	250	25	-4	1.2	6.7	3.4
D	II A	Methycyclohexanol	565	296	149	65	—	—	3.9
D	II A	o-Methycyclohexanone	—	—	118	48	—	—	3.9
D	II A	Monoethanolamine	770	410	185	85	—	—	2.1
D	II A	Monoisopropanolamine	705	374	171	77	—	—	2.6
C	II B	Monomethyl Aniline	900	482	185	85	—	—	3.7
C	II B	Monomethyl Hydrazine	382	194	17	-8	2.5	92	1.6
C	II B	Morpholine	590	310	98	37	1.4	11.2	3.0
D	II A	Naphtha (Coal Tar)	531	277	107	42	—	—	—
D	II A	Naphtha (Petroleum)	550	288	-13	-18	1.1	5.9	2.5
D	II A	Nitrobenzene	900	482	190	88	1.8 @ 200° F	—	4.3
C	II B	Nitroethane	778	414	82	28	3.4	—	2.6
C	II B	Nitromethane	785	418	95	35	7.3	—	2.1
C	II B	1-Nitropropane	789	421	96	36	2.2	—	3.1
C	II B	2-Nitropropane	802	428	75	24	2.6	11.0	3.1
D	II A	Nonane	401	205	88	31	0.8	2.9	4.4
D	II A	Nonene	—	—	78	26	—	—	4.35
D	II A	Nonyl Alcohol	—	—	165	74	0.8 @ 212° F	6.1 @ 212° F	5.0
D	II A	Octane	403	206	56	13	1.0	6.5	3.9
D	II A	Octene	446	230	70	21	—	—	3.9
D	II A	n-Octyl Alcohol	—	—	178	81	—	—	4.5
D	II A	Pentane	470	243	-40	-40	1.5	7.8	2.5
D	II A	1-Pentanol	572	300	91	33	1.2	10.0 @ 212° F	3.0
D	II A	2-Pentanone	846	452	45	7	1.5	8.2	3.0
D	II A	1-Pentene	527	275	0	-18	1.5	8.7	2.4
D	II A	Phenylhydrazine	—	—	190	88	—	—	—
D	II A	Propane	842	450	gas	gas	2.1	9.5	1.6
D	II A	1-Propanol	775	413	74	23	2.2	13.7	2.1
D	II A	2-Propanol	750	399	53	12	2.0	12.7 @ 200° F	2.1
D	II A	Propioactone	—	—	165	74	2.9	—	2.5
C	II B	Propionaldehyde	405	207	-22	-30	2.6	17	2.0
D	II A	Propionic Acid	870	466	126	52	2.9	12.1	2.5
D	II A	Propionic Anhydride	545	285	145	63	1.3	9.5	4.5
D	II A	n-Propyl Acetate	842	450	55	13	1.7 @ 100° F	8	3.5
C	II B	n-Propyl Ether	419	215	70	21	1.3	7.0	3.53
B	II C	Propyl Nitrate	347	175	68	20	2	100	—
D	II A	Propylene	851	455	gas	gas	2.0	11.1	1.5
D	II A	Propylene Dichloride	1,035	557	60	16	3.4	14.5	3.9
B(C)	II A	Propylene Oxide	840	449	-35	-37	2.3	36	2.0
D	II A	Styrene	914	490	98	31	0.9	6.8	3.6
C	II B	Tetrahydrofuran	610	321	6	-14	2.0	11.8	2.5
D	II A	Tetrahydronaphthalene	725	385	160	71	0.6 @ 212° F	5.0 @ 302° F	4.6
C	II B	Tetramethyl Lead	—	—	100	38	—	—	6.5
D	II A	Toluene	896	480	40	4	1.1	7.1	3.1
D	II A	Tridecene	—	—	—	—	—	—	—
C	II B	Triethylamine	480**	249**	16	-9	1.2	8.0	3.5
D	II A	Triethylbenzene	—	—	101	83	—	—	5.6
D	II A	Tripropylamine	—	—	105	41	—	—	4.9
D	II A	Turpentine	488	253	95	35	0.8	—	—
D	II A	Undecene	—	—	—	—	—	—	—
C	II B	Unsymmetrical Dimethyl Hydrazine (UDMH)	480	249	5	-15	2	95	2.0
C	II B	Valeraldehyde	432	222	54	12	—	—	3.0
D	II A	Vinyl Acetate	756	402	18	-8	2.6	13.4	3.0
D	II A	Vinyl Chloride	882	472	-108.4	-78	3.6	33.0	2.2
D	II A	Vinyl Toluene	921	494	127	53	0.8	11.0	4.1
D	II A	Vinylidene Chloride	1,058	570	-19	-28	6.5	15.5	3.4
D	II A	Xylenes	867-984	464-529	81-90	27-32	1.0-1.1	7.0	3.7

BIBLIOGRAFÍA

1. "Hazardous Locations Guide to the 2006 Canadian Electrical Code", Cooper Crouse-Hinds – USA, 2006.
2. "Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión", Ministerio de Ciencia y Tecnología – España, 2002.
3. Bernardo Méndez Bernal, "Boletín Técnico N° 24: Electricidad Estática, carga y descarga de camiones cisterna (I) y (II)", SIAFA – Argentina, 2002.
4. Dirección General de Electricidad, "Código Nacional de Electricidad – Utilización", Ministerio de Energía y Minas – Perú, 2006.
5. Dirección General de Hidrocarburos, "D.S. N° 054-93-EM Reglamento de Seguridad para Establecimientos de Venta al Público de Combustibles Derivados de Hidrocarburos", Ministerio de Energía y Minas, 1993.
6. Dirección General de Hidrocarburos, "D.S. N° 019-97-EM Reglamento de Establecimientos de Venta de GLP para uso Automotor-Gasocentro", Ministerio de Energía y Minas, 1997.
7. Dirección General de Hidrocarburos, "D.S. N° 006-2005-EM Reglamento para la Instalación y Operación de Establecimientos de Venta al Público de GNV", Ministerio de Energía y Minas, 2005.
8. Comisión de Reglamentos Técnicos y Comerciales, "NTP 111.019 GAS NATURAL SECO, Estación de servicio para venta al público de gas natural vehicular", INDECOPI – Perú, 2007.
9. "Reglamento Nacional de Edificaciones", Ministerio de Vivienda, Construcción y Saneamiento – Perú, 2005.
10. "Hoja Técnica: Ventilación de Atmósferas Explosivas I y II", Soler y Palau – España, 2003.
11. "Especificaciones Técnicas para Proyecto y Construcción de Estaciones de Servicio", PEMEX – México, 2006.
12. "2005 Code Digest", Cooper Crouse-Hinds – USA, 2005.

13. "Resolución N° 080-2005-OS/CD Procedimiento para obtener Informes Técnicos Favorables para Establecimientos de Venta al Público de GNV", OSINERG, 2005.
14. Centro de Conservación de la Energía y Medio Ambiente, "Guía de Estudios de Impacto Ambiental para las Instalaciones Eléctricas", Ministerio de Energía y Minas – Perú, 2001.
15. "Reglamentación para Estaciones de Carga de GNC GE-N1-118", Ente Nacional Regulador del Gas – Argentina, 1992.
16. "Clasificación de Áreas Peligrosas y Selección de Equipo Eléctrico", PEMEX – México, 2003.