

**GUÍA BÁSICA PARA CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS Y
SELECCIÓN DEL EQUIPO ELÉCTRICO EN INSTALACIONES DE GAS
NATURAL EN COLOMBIA**

FRANCISCO JAVIER REY NAVAS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
ESCUELA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACION INGENIERIA DEL GAS NATURAL
BUCARAMANGA
2005**

**GUÍA BÁSICA PARA CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS Y
SELECCIÓN DEL EQUIPO ELÉCTRICO EN INSTALACIONES DE GAS
NATURAL EN COLOMBIA.**

FRANCISCO JAVIER REY NAVAS

MONOGRAFÍA

**Director :
Dr. RAFAEL ANTONIO JAIME MARTINEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
ESCUELA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACION INGENIERIA DEL GAS NATURAL
BUCARAMANGA
2005**

DEDICATORIA

Dedico este trabajo con mucho amor y cariño a:

Dios, por su apoyo espiritual a la culminación de mis metas.

A mi esposa Eloina quien soporto todo el tiempo la soledad para poder yo, dedicarle tiempo a este proyecto, a mis hijos Oscar, Maria Camila y Estefanía quienes han sido la inspiración de mi vida; a mis padres: José (QEPD) y Esperanza por sus enseñanzas y el buen ejemplo hacia todos sus hijos; a toda la familia Rey Navas por acompañarme incondicionalmente; a todos los compañeros del Postgrado.

Francisco

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus agradecimientos a:

Escuela de Ingeniería de Petróleos – EIP en especial a Nini y a todos sus profesores.

Grupo Tecnicontrol Línea Base Cusiana, en especial a los ingenieros Flaminio Álvarez, Buenaventura Rojas e Iván Morales.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	1
1. GENERALIDADES	3
1.1 CAMPO DE APLICACIÓN	3
1.2 DOCUMENTOS DE REFERENCIA	3
1.3 DEFINICIONES	4
2. TRATAMIENTO DE LOS CENTROS DE PELIGRO	8
2.1 CONDICIONES BÁSICAS PARA INCENDIO O EXPLOSIÓN	8
2.2 SUSTANCIA PELIGROSA	11
2.2.1 Generalidades	11
2.2.2 Subdivisión de las Sustancias Peligrosas	11
2.3 CLASIFICACIÓN DEL ÁREA EN FUNCIÓN DE LA NATURALEZA DE LA SUSTANCIA PELIGROSA	14
2.3.1 Áreas Clase I.	15
2.3.2 Áreas No Clasificadas.	21
2.4 CENTROS DE PELIGRO	22
2.4.1 Centros de Peligro de Grado Continuo	22
2.4.2 Centros de Peligro de Primer Grado	22
2.4.3 Centros de Peligro de Segundo Grado	23
2.5 EXTENSIÓN DE LAS ÁREAS CLASIFICADAS	24

2.5.1 Extensión de las Áreas de Clase 1.	25
2.6 SELECCIÓN DE LOS MATERIALES ELÉCTRICOS PARA LAS ÁREAS DE CLASE I	27
2.6.1 Construcción de Elementos Eléctricos, Clase 1.	29
2.6.2 Empleo de los equipos eléctricos de seguridad.	30
2.6.3 Breves Indicaciones sobre Motores Eléctricos.	31
2.6.4 Grados de Protección de los encerramientos de los equipos eléctricos según norma NEMA e IEC.	33
3. EJEMPLOS TÍPICOS DE CLASIFICACION DE AREAS EN INSTALACIONES DE GAS EN COLOMBIA	37
3.1 ESTACIONES DE SERVICIO DE GAS COMPRIMIDO	37
3.2 FACILIDADES PLANTAS DE TRATAMIENTO Y GAS VENTAS TÍPICAS INSTALADAS EN COLOMBIA	40
3.2.1 Plano TÍPICO PLANIMETRICO #1 del ANEXO D	41
3.2.2 Plano TÍPICO DETALLES #2 del ANEXO D.	42
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	43
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	44
ANEXOS	45

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. División de sustancias peligrosas por grupos según el nec articulo 500 y articulo 505	13
Tabla 2. Clasificación de áreas Clase I Según Norma NEC e IEC	15
Tabla 3. Clasificación de las máximas temperaturas superficiales en equipos	28
Tabla 4. Campo de protección para las clases de protección IP (protección interna)	33
Tabla 5. Campo de protección para las designaciones NEMA (National Electrical Manufacturers Association)	35
Tabla 6. Conversión de Encerramientos Tipo NEMA a Grados de Protección Tipo IEC (IP), No puede ser usada para convertir Grados de Protección IP a Encerramientos Tipo NEMA	36
Tabla 7. Clasificación de las instalaciones eléctricas en áreas de estaciones de servicio de gas vehicular	38

LISTA DE FÍGURAS

	Pág.
Figura 1. Condiciones básicas para incendio o explosión	9
Figura 2. Esquema Típico de una estación de llenado rápido y lento	39
Figura 3. Clasificación de áreas Típica de una estación GNV	40
Figura 4. Fuente de emisión Localizada cerca al piso con ventilación adecuada (vapores más pesados que el aire)	53
Figura 5. Fuente de emisión Localización elevada con ventilación adecuada (Líquidos inflamables o vapores más pesados que el aire)	54
Figura 6. Fuente de emisión Localizada cerca al piso con ventilación adecuada (Líquidos inflamables o vapores más livianos pesados que el aire)	55
Figura 7. Fuente de emisión Localización elevada con ventilación adecuada (Vapores más livianos que el aire)	56
Figura 8. Fuente de emisión en área de ventilación inadecuada (Líquidos inflamables o vapores más pesados que el aire)	57
Figura 9. Fuente de emisión en área de inadecuada ventilación (vapores más livianos que el aire)	58
Figura 10. Fuente de emisión localizada en un edificio ventilado (vapores más pesados que el aire)	59
Figura 11. Cubierta de compresión ventilada (vapores más livianos que el aire)	60
Figura 12. Cubierta de compresión con baja ventilación (vapores más livianos que el aire)	61
Figura 13. Compresor que maneja líquidos inflamables o altamente volátiles (vapores más pesados que el aire)	62

Figura 14. Compresores localizados en un área exterior
(vapores más livianos que el aire) 63

Figura 15. Bombas y compresores localizados en un área exterior con
ventilación adecuada (vapores más pesados que el aire) 64

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Clasificación de los materiales combustibles	46
Anexo B. Ejemplo de cálculo de mesg para mezclas	50
Anexo C. Clasificación de áreas típicas de riesgo	52
Anexo D. Planos típicos diseño de clasificación de áreas en áreas típicas de proceso de gas natural en colombia	65

RESUMEN

TITULO

GUÍA BÁSICA PARA CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS Y SELECCIÓN DEL EQUIPO ELÉCTRICO EN INSTALACIONES DE GAS NATURAL EN COLOMBIA*

AUTOR:

ING. FRANCISCO JAVIER REY NAVAS**

PALABRAS CLAVES

Clasificación de áreas Peligrosas
Estación de Servicio de Gas Natural
Facilidades de Gas Natural
Centros de Peligro
Equipo Eléctrico de Seguridad
Inflamabilidad
Ventilación adecuada

CONTENIDO

Éste es un documento guía que da parámetros de diseño para la clasificación de áreas peligrosas de los diferentes escenarios donde se trabaje o manipule el gas natural, Ejemplo: Estaciones de servicio de gas natural y facilidades de procesamiento de gas natural.

Se toma como base las normas vigentes tales como la API 500 "Practica Recomendada" para la extensión de clasificación de áreas y el Código Eléctrico NEC 2002 como fundamentos principales para la definición de un área.

Se toma como principal fuente de peligro el Gas Metano CH₄, el cual es el principal componente y cuyas características básicas son enunciadas durante el documento, Ejemplo: Más liviano que el aire, límites de inflamabilidad.

En la monografía se enuncian los diferentes encerramientos eléctricos, los tipos de materiales aplicables a cada área clasificada de acuerdo a su severidad, por este motivo el equipo se puede construir más compacto y costoso.

En las secciones siguientes se realizara una descripción de los aspectos principales para la identificación de la Clasificación de áreas en facilidades típicas como estaciones de servicio de Gas Comprimido y en las nuevas Facilidades de Procesamiento del Gas Natural Típicas como las Plantas de Gas Natural ubicadas en Cusiana (Casanare). La localización de los puntos de riesgo de acuerdo a los equipos que intervienen en el proceso de dichas facilidades.

* Monografía

** Escuela de Petroleos, Especialización Ingeniería del Gas Natural. Dr. Rafael Antonio Jaime Martinez

SUMMARY

TITLE

GUIDES BASIC FOR CLASSIFICATION OF DANGEROUS AREAS AND SELECTION OF THE ELECTRICAL EQUIPMENT IN NATURAL GAS FACILITIES IN COLOMBIA *

AUTHOR

ING. FRANCISCO JAVIER REY NAVAS**

KEY WORDS

Classification of Hazardous Locations
Natural Gas Station
Natural Gas Facilities
Centers of Danger
Electrical equipment of Security
Inflammability
Suitable Ventilation

DESCRIPTION

This one is a document guide who gives parameters of design for the classification of Hazardous Locations of the different scenes where the natural gas works or manipulates, Example: Stations of natural gas and facilities of natural gas processing.

It is taken as it bases the effective norms such as API 500 "Practices Recommended" for the extension of classification of areas and Electrical Code NEC 2002 like main foundations for the definition of an area.

The Gas is taken like main source of danger Methane CH₄, which is the main component and whose basic characteristics are enunciated during the document, Example: Lighter than the air, your limit of inflammability.

In the monograph are enunciated the different electrical enclosures, the types of materials applicable to each area classified according to their severity, for this reason the equipment can be constructed more compact and expensive.

In the following sections and it made a description of the main aspects for the identification of the Classification of areas in typical facilities like Compressed Gas stations and in the new Facilities of Typical Processing of the Natural Gas like Plant's located of Natural Gas in Cusiana (Casanare). The location of the points of risk according to the equipment that takes part in the process of these facilities.

* Monograph

** School of Petroleos, Specialization Engineering of the Natural Gas. Dr. Rafael Antonio Jaime Martinez

INTRODUCCIÓN

Esta guía servirá como referencia para:

- La identificación, localización y delimitación de las áreas clasificadas en las Plantas y Facilidades donde se trabajen, sé almacén sustancia peligrosa tal como es el Gas Natural (Metano), las cuales dependiendo de su naturaleza y de determinadas condiciones, pueden generar incendio o explosión.
- Determinar las características de los equipos eléctricos y los criterios para su instalación, con base en la clasificación de área que delimitan en las facilidades, Plantas y Estaciones GNV (Gas Natural Vehicular).

Durante la guía se hará referencia constante al artículo 500 del NEC (Nacional Electric Code), y a la interpretación de la Publicación API RP 500 (American Petroleum Institute).

Este manual no intenta sustituir a los citados documentos, a los cuales, cuando sea el caso, se hace referencia para mayores detalles, sino que representa una aclaración en aquellos temas para los que puede haber distintas interpretaciones.

Se da mayor importancia a las clasificaciones de las áreas en presencia de gases y/o vapores inflamables (áreas de clase 1), ya que el Gas Natural (Metano) pertenece a esta clasificación Grupo D. Específicamente en estaciones de servicio de GNV y Facilidades de Plantas de tratamiento de Gas Natural.

Este manual, no cubre todos los tipos de Plantas que se dan en la práctica tales como el tratamiento del Propano, Etano, por lo que en caso necesario debe remitirse al NEC y la publicación API.

1. GENERALIDADES

1.1 CAMPO DE APLICACIÓN

El presente procedimiento, se aplica a todos los proyectos del sector petroquímico, refinación, GNV, Transporte, medición, Distribución y otros proyectos donde se trabaje con en su proceso con el Gas Natural, y que puedan generar incendio o explosión. (Para detalles de las sustancias peligrosas incluidas el Gas Natural ver sección 6.2).

1.2 DOCUMENTOS DE REFERENCIA

API American Petroleum Institute.

API RP 500 Recommended Practice for Classification of Locations for electrical Installations at Petroleum facilities Classified as class I, Division 1 and Division 2. 2nd Edition, November 1997.

NFPA National Fire Protection Association

NFPA 30 Flammable and Combustible Liquids Code. 2000 Edition

NFPA 49 Hazardous Chemical Data. 1991 Edition.

NFPA 52 Compressed Natural Gas (CNG) Vehicular Fuel Systems Code
1998 Edition

NFPA 70 National Electrical Code (NEC). 2002 Edition

- NFPA 321** Basic Classification of Flammable and combustible Liquids. 1991 Edition
- NFPA 325** Fire Hazard Properties of Flammable Liquids, gases , and Volatile Solids. 1994 Edition
- NFPA 497** Recommended Practice for the Classification of Flammable Liquids, Gases, or Vapors and of Hazardous (Classified) Locations for Electrical Installations in Chemical Process Areas. 997 Edition
- NFPA 499** Recommended Practice for the Classification of Combustible Dusts and of Hazardous (Classified) Locations for Electrical Installations in Chemical Process. 1997 Edition
- NFPA 654** Standard for the Prevention of Fire and Dust Explosions from the Manufacturing, Processing, and Handling of Combustible Particulate Solids. 2000 Edition

1.3 DEFINICIONES

<p>APERTURA SEGURA MÁXIMA EXPERIMENTAL MESG (Maximum Experimental Safe Gap)</p>	<p>Es la máxima apertura entre dos superficies metálicas paralelas que se puede encontrar, bajo condiciones específicas de prueba, para prevenir que una explosión en una cámara de prueba se propague a otra que contiene el mismo gas o vapor a la misma concentración. Los valores para sustancias mas comunes en el sector del Gas Natural se encuentran el Anexo A, y un ejemplo del cálculo para mezclas puede ser consultado en el Anexo B.</p>
--	--

<p align="center">CENTRO DE PELIGRO (Centro de Emisión)</p>	<p>Es un elemento o parte de una facilidad sobre el que se puede verificar una emisión o acumulación en el área de sustancias peligrosas. Se definen tres tipos de grados:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Grado continuo: Si la emisión o la acumulación existe continua o frecuentemente. - Primer grado: Cuando la emisión se registra esporádicamente durante el funcionamiento normal de la Planta. - Segundo grado: Cuando la emisión o la acumulación se presenta excepcionalmente a causa de ruptura, fuga o funcionamiento anormal de la Planta.
<p align="center">ENERGIA MÍNIMA DE IGNICIÓN-MIE (Minimum Ignition Energy)</p>	<p>La mínima energía requerida de una descarga (de chispa de un capacitor) para incendiar la mezcla más fácilmente inflamable de un gas o vapor.</p>
<p align="center">DISTANCIA DE SEGURIDAD</p>	<p>Es la distancia límite de la zona peligrosa generada por un centro de peligro.</p>
<p align="center">EQUIPO ELÉCTRICO DE SEGURIDAD</p>	<p>Es el equipo eléctrico idóneo para lugares con peligro de explosiones o incendio.</p>
<p align="center">FUENTES DE IGNICIÓN (Agentes de Ignición)</p>	<p>Instrumentos o equipos que, debido a sus modos de uso u operación, son capaces de proveer suficiente energía térmica para encender la mezcla inflamable de aire-vapores de LPG cuando son introducidos en la mezcla, o cuando dicha mezcla entra en contacto con ellos, formando una llama que se propaga a zonas separadas de la fuente.</p>
<p align="center">GASES MÁS LIVIANOS QUE EL AIRE ("Lighter than air")</p>	<p>Gases con gravedad específica menor que 1.0. Ejemplo: Gas Natural (Metano)</p>
<p align="center">GASES MAS PESADOS QUE EL AIRE ("Heavier than air")</p>	<p>Gases con gravedad específica mayor que 1.0. Ejemplo: Propano (LPG)</p>
<p align="center">INFLAMABLE</p>	<p>Capaz de encenderse fácilmente, quemarse intensamente o desplegar llamas rápidamente.</p>
<p align="center">LÍMITE DE INFLAMABILIDAD (Límite de Explosividad)</p>	<p>Los límites inferior (LFL) y superior (UFL) del porcentaje en volumen de un gas en una mezcla gas-</p>

	aire que forman una mezcla inflamable (que inicia la propagación de llama en presencia de un agente de ignición).
LÍQUIDO COMBUSTIBLE	Todo líquido que tiene un punto de vaporización (recipiente cerrado) igual o por encima de 100°F.
LÍQUIDO INFLAMABLE	Todo líquido que tiene un punto de vaporización (recipiente cerrado) por debajo de 100°F y una presión de vapor Reid que no excede 40 psia a 100°F, según lo determinado en ASTM D 323.
PRESIÓN DE VAPOR	La presión, medida en psia, de los vapores emitidos por un líquido, como está determinado en ASTM D 323.
RAZÓN DE CORRIENTE MÍNIMA DE IGNICIÓN “MIC” ratio (Minimum Igniting Current)	Es la relación entre la mínima corriente requerida (de una descarga de chispa de un inductor) para incendiar la mezcla más fácilmente inflamable de un gas o vapor, y la mínima corriente requerida (de una descarga de chispa de un inductor) para incendiar metano bajo las mismas condiciones de prueba.
TEMPERATURA EBULLICIÓN	El punto de ebullición de un líquido a una presión de 14.7 psia (760 mm Hg). Donde un punto de ebullición preciso no esta disponible para el material en cuestión, o en mezclas que no tienen punto de ebullición constante, para propósitos de esta clasificación, se considera la temperatura de ebullición como la temperatura a la cual se obtiene una vaporización del 10%, de acuerdo al test ASTM D-86-02.
TEMPERATURA DE AUTOIGNICIÓN (Auto Ignition Temperature, AIT)	Es la mínima temperatura, a presión atmosférica, que requiere una sustancia para iniciar o causar una combustión, capaz de auto sostenerse, de un sólido un líquido o un gas, independiente del elemento calentado y de la fuente de calor. El punto de ignición, depende de varios factores: relación aire/gas, tamaño de las partículas y la forma y dimensión del espacio. Este factor, determina la máxima temperatura superficial que deben tener los elementos eléctricos y de seguridad.

<p style="text-align: center;">TEMPERATURA DE VAPORIZACIÓN (Flash Point)</p>	<p>Es la mínima temperatura, a la cual una sustancia emite vapores en cantidad suficiente para crear, con el aire cercano a la superficie del líquido o el contenido en el recipiente utilizado, una mezcla que esté dentro del límite de inflamabilidad. El término se aplica principalmente a líquidos y a algunos sólidos que subliman a temperatura ambiente.</p>
<p style="text-align: center;">VENTILACIÓN ADECUADA</p>	<p>Ventilación (natural o artificial) que es suficiente para prevenir la acumulación de cantidades significativas de mezclas vapor-aire o gas-aire, en concentraciones 25% sobre el límite inferior de inflamabilidad (explosividad).</p>
<p style="text-align: center;">VENTILACIÓN INADECUADA</p>	<p>Cuartos, edificaciones o espacios que no cuentan con un sistema de ventilación natural o mecánico que asegure una ventilación adecuada. Es posible tener, en una misma área cerrada, zonas con ventilación adecuada y zonas con ventilación inadecuada.</p>

2. TRATAMIENTO DE LOS CENTROS DE PELIGRO

En las secciones sucesivas inicialmente se describen y explican, los conceptos necesarios para la identificación de las áreas con riesgo de incendio o explosión y la localización de los puntos de riesgo, usando como herramienta la descripción de las condiciones necesarias para la presencia de una emergencia de este tipo y la descripción general y clasificación de las sustancias peligrosas.

En la sección 4.3 se da el resumen de los criterios necesarios para la clasificación de la zona de riesgo en función de la sustancia que se trabaje en dicha zona y la probabilidad de que esta entre en contacto con el oxígeno y el agente de ignición, según lo consignado en NEC (National Electrical Code).

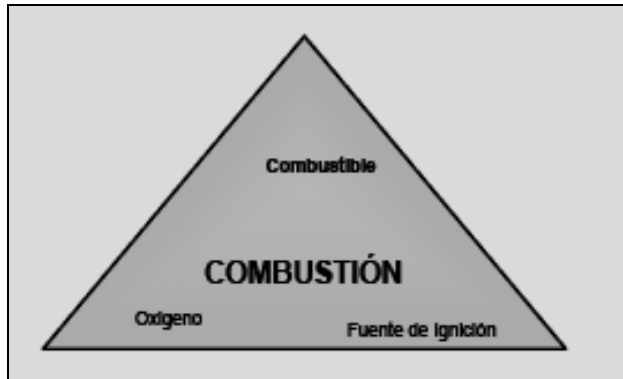
Finalmente en la sección 4.6 se describen las características generales requeridas en los equipos eléctricos para las Áreas Clasificadas Clase 1, donde generalmente se encontrara clasificado el Gas Natural (Metano). Para mayor información sobre la clasificación de áreas Clase 2 y 3 ver documentos de referencia como el NEC y API-RP 500.

2.1 CONDICIONES BÁSICAS PARA INCENDIO O EXPLOSIÓN

Para que se produzca un incendio, deben existir simultáneamente las siguientes condiciones:

Véase la Figura 1.

Figura 1. Condiciones básicas para incendio o explosión.



Presencia de un gas o vapor inflamable. Para la clasificación de una zona particular, la probabilidad de presencia de gas o vapor inflamable es un factor significativo en la selección de la división. La decisión es basada en si la mezcla inflamable puede estar presente en: 1) condiciones normales de operación o 2) solo bajo condiciones especiales (incluyendo la ruptura de equipo).

Mezcla con aire dentro del límite de inflamabilidad (explosividad): Esta condición es importante en la definición de la extensión del área clasificada. Debe considerarse la cantidad de la sustancia que puede ser liberada, sus características físicas, la presión de operación y la tendencia natural de gases y vapores a dispersarse en la atmósfera, por tanto es necesario tener en cuenta las características geométricas de la Planta y si la ventilación es adecuada o no.

Presencia de un agente de ignición. Cuando se clasifican áreas, la potencial fuente de ignición es entendida como una instalación eléctrica operando a unos niveles de energía o a temperaturas suficientes para generar ignición. (En nuestro caso, lo constituye un componente eléctrico que pueda dar llama, arco, chispa o alta temperatura superficial).

Una situación común donde se diferencian los elementos necesarios para que exista riesgo de incendio o explosión, se presenta cuando un combustible está mezclado con la proporción correcta de oxígeno, y la temperatura de unas pocas moléculas de la mezcla se eleva hasta por encima de su temperatura de ignición, ocurrirá combustión instantánea, esto es una explosión. De otra manera, si el combustible no está mezclado, el calor aplicado cambiará gradualmente el combustible a gas, el cual cuando se mezcla con el oxígeno del aire causa combustión lenta, o sea un incendio.

Los cuidados que se tengan durante las tres fases de la vida de una Facilidad, o Planta en su diseño, construcción y operación, pueden eliminar o atenuar la existencia de la primera condición y consecuentemente la segunda condición.

La última condición está ligada con las características constructivas y funcionales de los equipos eléctricos.

La siguiente es una clasificación de los agentes de ignición:

De carácter eléctrico:

- ✓ Debido al sistema eléctrico:
 - Arcos
 - Chispas
 - Chispas de descarga
 - Descargas por efecto corona

- ✓ Debido a otras causas:
 - Electricidad estática
 - Descargas atmosféricas
 - Corrientes Parasitas.

De carácter no eléctrico:

- Fuente Externa:
 - Chispas por fricción
 - Llamas
 - Superficies Calientes

- Sin Fuente Externa:
 - Compresión Adiabática
 - Radiación

2.2 SUSTANCIA PELIGROSA

2.2.1 Generalidades. El primer paso en la clasificación de un área, es identificar cuales son las sustancias en la Planta que, en presencia de una mezcla adecuada de aire, pueden crear atmósferas de alto riesgo. Resultando entonces sustancias peligrosas los gases, vapores, líquidos, polvos o fibras combustibles cuyas condiciones y naturaleza operativa son tales, que emiten las cantidades suficientes de vapores inflamables (Gases, Vapores y Líquidos) u obstruyen (Polvos o Fibras) la disipación de calor de los equipos, representando un riesgo de incendio o explosión.

Las siguientes sustancias comunes, deben considerarse peligrosas:

GASES INFLAMABLES. Normalmente gases livianos, compuestos de hidrógeno, metano, etano y pequeños porcentajes de hidrocarburos de bajo peso molecular.

LPG (“Liquefied Petroleum Gas”): Se entiende cualquier mezcla con una presión de vapor no mayor a aquella prevista para el propano comercial y compuesta prevalentemente, de los siguientes componentes, solos o

mezclados: propano, propileno, butano (butano normal e isobutano) y butilenos. (Definición NFPA 58).

LÍQUIDOS INFLAMABLES O COMBUSTIBLES. Constituye peligro manejarlos o almacenarlos a temperaturas superiores a la de vaporización y con mayor razón a temperaturas iguales o superiores a la de ebullición.

POLVOS COMBUSTIBLES O FÁCILMENTE OXIDABLES. Capaces de producir mezclas inflamables o explosivas con el aire o que, al depositarse sobre equipos calientes se incendia con facilidad.

Para nuestro caso trabajaremos con **GASES INFLAMABLES** donde encontraremos clasificado el Gas Natural y es la base de nuestro estudio.

2.2.2 Subdivisión de las Sustancias Peligrosas. El comportamiento específico de una sustancia peligrosa es un parámetro importante al momento de seleccionar los materiales eléctricos que se van a utilizar en cada una de las áreas definidas. Por tanto, para propósitos de clasificación de áreas (y para prueba y aprobación), de acuerdo a lo consignado en NFPA 70, NEC artículo 500-5, varias mezclas con aire deben ser clasificadas, para facilitar la elección y la aprobación por parte de las autoridades competentes, el NEC ha subdividido las sustancias en seis grupos (A-G). A continuación se presentan las características distintivas de cada grupo con algunas de las sustancias representativas del mismo.

Véase la Tabla 1.

Tabla 1. División de sustancias peligrosas por grupos según el NEC artículo 500 y artículo 505 * (IEC “International Electrotechnical Comisión”)

	NEC	IEC	DESCRIPCIÓN	SUSTANCIAS TÍPICAS																																				
CLASE I		GRUPO I	Tiene la intención de incluir mezclas de gases compuestas principalmente por metano comúnmente encontradas bajo la superficie, como por ejemplo en minas. Esto se encuentra fuera del alcance de la norma.	METANO (Minas Subterráneas)																																				
CLASE I	Grupo A	Grupo IIC	-	Acetileno																																				
	Grupo B		Mezcla de aire con un gas inflamable, un líquido inflamable (volátil) o un combustible inflamable (volátil), susceptible de incendio o explosión, que tiene un <i>MESG</i> menor o igual a 0.45 mm o <i>MIC ratio</i> menor o igual a 0.40.	1, 3 Butadieno Hidrógeno Óxido de etileno Óxido de propileno Acroleína (Inhibida) Líquidos y gases de proceso combustibles con más de 30% v/v de H ₂ .																																				
CLASE I	Grupo C	Grupo IIB	Mezcla de aire con un gas inflamable, un líquido inflamable (volátil) o un combustible inflamable (volátil), susceptible de incendio o explosión, que tiene un <i>MESG</i> mayor a 0.45 mm y menor o igual a 0.75 mm, o <i>MIC ratio</i> mayor de 0.40 mm y menor o igual de 0.80.	Acetaldehído Alcohol alílico n-Butil aldehído Monóxido de carbono Crotón aldehído Etileno Etil éter Óxido de etileno ¹ Óxido de propileno ¹ Acroleína (Inhibida) ¹																																				
CLASE I	Grupo D	Grupo IIA	Mezcla de aire con un gas inflamable, un líquido inflamable (volátil) o un combustible inflamable (volátil), susceptible de incendio o explosión, que tiene un <i>MESG</i> mayor a 0.75 mm, o <i>MIC ratio</i> mayor de 0.80.	<table border="0"> <tr> <td>Acido acético</td> <td>Heptanos</td> </tr> <tr> <td>Acetona</td> <td>Hexanos</td> </tr> <tr> <td>Acrlonitrilo</td> <td>Propileno</td> </tr> <tr> <td>Amoniaco</td> <td>Isopropil eter</td> </tr> <tr> <td>1, 3 Butadieno¹</td> <td>Propanol (1 y 2)</td> </tr> <tr> <td>Butano (LPG)</td> <td>Xileno</td> </tr> <tr> <td>Butanol (1 y 2)</td> <td>Isobutil</td> </tr> <tr> <td>N Butil</td> <td>Alcohol</td> </tr> <tr> <td>Acetato</td> <td>Tolueno</td> </tr> <tr> <td>Ciclopropano</td> <td>Vinil</td> </tr> <tr> <td>Isobutil acetato</td> <td>Acetato</td> </tr> <tr> <td>Di isobutileno</td> <td>Propano (LPG)</td> </tr> <tr> <td>Etano</td> <td>Octanos</td> </tr> <tr> <td>Etanol</td> <td>Pentanos</td> </tr> <tr> <td>Etil acetato</td> <td>Isopreno</td> </tr> <tr> <td>Etil acrilato (Inhibido)</td> <td>Metano</td> </tr> <tr> <td>Gasolina</td> <td>Metanol</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Nafta</td> </tr> </table>	Acido acético	Heptanos	Acetona	Hexanos	Acrlonitrilo	Propileno	Amoniaco	Isopropil eter	1, 3 Butadieno ¹	Propanol (1 y 2)	Butano (LPG)	Xileno	Butanol (1 y 2)	Isobutil	N Butil	Alcohol	Acetato	Tolueno	Ciclopropano	Vinil	Isobutil acetato	Acetato	Di isobutileno	Propano (LPG)	Etano	Octanos	Etanol	Pentanos	Etil acetato	Isopreno	Etil acrilato (Inhibido)	Metano	Gasolina	Metanol		Nafta
Acido acético	Heptanos																																							
Acetona	Hexanos																																							
Acrlonitrilo	Propileno																																							
Amoniaco	Isopropil eter																																							
1, 3 Butadieno ¹	Propanol (1 y 2)																																							
Butano (LPG)	Xileno																																							
Butanol (1 y 2)	Isobutil																																							
N Butil	Alcohol																																							
Acetato	Tolueno																																							
Ciclopropano	Vinil																																							
Isobutil acetato	Acetato																																							
Di isobutileno	Propano (LPG)																																							
Etano	Octanos																																							
Etanol	Pentanos																																							
Etil acetato	Isopreno																																							
Etil acrilato (Inhibido)	Metano																																							
Gasolina	Metanol																																							
	Nafta																																							

Continuación Tabla 1. División de sustancias peligrosas por grupos según el NEC artículo 500 y artículo 505 * (IEC “International Electrotechnical Comisión”)

	NEC	IEC	DESCRIPCIÓN
CLASE II	Grupo E	Atmósferas que contienen polvos combustibles metálicos, o de otro tipo, que por su tamaño, abrasividad y/o conductividad presenta riesgos durante el uso de equipo eléctrico.	Polvos de aluminio, magnesio y sus aleaciones comerciales.
CLASE II	Grupo F	Atmósferas que contienen polvos carbonáceos combustibles que tienen más de 8% total de volátiles atrapados o aquellos que han sido sensibilizados por otros materiales, de tal manera que presentan un riesgo de explosión.	Polvo de carbón mineral y vegetal Coque
CLASE II	Grupo G	Atmósferas que contienen polvos combustibles no incluidos en los Grupos E y F.	Harina, granos, madera, plástico y químicos.

* Tomado de NFPA 70 – National Electrical Code, Article 500-5.

¹ Solo si el equipo a prueba de explosión (“explosionproof”) es aislado por medio del sellamiento de todos los conductos ½” o más de acuerdo a lo consignado en NFPA 70 – NEC Artículo 501-5, la sustancia puede ser clasificada dentro de este grupo, de lo contrario se clasifica en el Grupo B. (Nota extraída del Anexo A – Table 2-1 NFPA 497).

El Anexo A presenta una lista de compuestos comunes con sus datos específicos, útiles para la clasificación de los mismos y del área en la cual se presentan.

2.3 CLASIFICACIÓN DEL ÁREA EN FUNCIÓN DE LA NATURALEZA DE LA SUSTANCIA PELIGROSA

Seleccionar el equipo que se puede utilizar en las localizaciones peligrosas requiere una comprensión de cómo se clasifican los peligros. La NEMA

(National Electrical Manufacturer Asóciate), UL (Underwriters' Laboratories), y la NFPA han categorizado ambientes peligrosos por las clases siguientes con las divisiones similares a las zonas europeas.

La clasificación de áreas peligrosas varía levemente entre los Estados Unidos (NEC) y otros países. La clasificación europea de áreas peligrosas sigue el de la Comisión electrotécnica internacional (IEC) y es generalmente afiliada con el International Organization for Standardization (ISO), como su división electrotécnica. Las clasificaciones del IEC están como sigue. Un área peligrosa se divide en zonas:

Zone 0: Donde una mezcla explosiva Gas-Aire esta continuamente presente por largos periodos.

Zone 1: Donde una mezcla explosiva Gas-Aire esta presente solo en condiciones normales de operación.

Zone 2: Donde una mezcla explosiva Gas-Aire no es probable que ocurra, y si ocurre esta solo existe en un periodo corto de tiempo.

La siguiente tabla muestra la clasificacion de areas peligrosas segun la norma NEC de Norteamerica y la IEC Europea, para las areas Clase I.

Tabla 2. Clasificación de áreas Clase I Según Norma NEC e IEC

IEC	Zone 0	Zone 1	Zone 2
United States	Division 1		Division 2

2.3.1 Áreas Clase I. Son las áreas en las cuales gases inflamables o vapores están o pueden estar presentes en el aire en cantidades suficientes para producir mezclas explosivas o combustibles. Pueden ser subagrupadas de acuerdo a los

criterios especificados en el NEC artículo 500 en división 1 y 2, o según lo consignado en el NEC artículo 505 en Zona 0, 1 y 2 que son fiel reflejo de la norma IEC.

Clase 1. División 1 (NEC Artículo 500): Un área clase I, división 1 es un área en la cual se cumple alguno de los siguientes criterios:

- Áreas en las cuales pueden existir concentraciones de gases o vapores dentro de los límites de inflamabilidad en condiciones de operación normal.
- Áreas en las cuales concentraciones ignitibles de gases o vapores inflamables existen frecuentemente debido a operaciones de reparación o mantenimiento, o por fugas.
- Áreas en las cuales ruptura o falla en la operación de los equipos o del proceso puede liberar concentraciones ignitibles de gases o vapores inflamables, y pueden causar simultáneamente falla en el equipo eléctrico de forma que se cause directamente que el equipo eléctrico se convierta en una fuente de ignición.

A continuación se presentan ejemplos de las zonas que pueden ser clasificadas como Áreas Clase 1 División 1:

- Las trincheras o depresiones (Fosas) que se presenten en el área de proceso, pueden llegar a ser puntos de concentración de hidrocarburos que escapen durante la operación de la Planta, a causa de pequeñas pérdidas.

- El área de la vecindad inmediata de la descarga de una válvula de seguridad a la atmósfera pues aunque la válvula solo abrirá condiciones de emergencia, pueden existir algunas fugas durante la operación normal, debido al cierre imperfecto del tapón.
- Donde líquidos volátiles inflamables o gases licuados inflamables son transferidos de un contenedor a otro.
- En el interior y en las vecindades de cabinas y áreas para operaciones de pintado y rociado donde solventes volátiles inflamables son utilizados.
- Locaciones donde se encuentran tanques abiertos que contienen líquidos volátiles inflamables.
- Cuartos de secado o evaporación de solventes inflamables.
- Cuartos generadores de gas y secciones de una Planta donde se genere gas combustible que pueda escapar.
- Cuartos de compresión de gas inflamable o de bombeo líquidos volátiles, con ventilación inadecuada.

Las zonas en las cuales se encuentran presentes gases y vapores, en concentraciones dentro de los límites de inflamabilidad, de manera continua o por periodos largos de tiempo, se encuentran clasificadas como Clase 1 División 1. Algunos ejemplos de esta zona son:

- El interior de encerramientos ventilados inadecuadamente, con instrumentos que ventean normalmente, al interior de la caja, los vapores o gases inflamables del proceso.

- El interior de tanques con venteo, donde se almacenan líquidos volátiles inflamables.
- El área entre la cubierta superior y la flotante en un tanque de techo flotante que contiene fluidos volátiles inflamables.
- Áreas con ventilación inadecuada en las que se llevan a cabo operaciones de roceado y recubrimiento con líquidos volátiles inflamables.
- El interior de un tubo de exhosto que sea utilizado para el venteo de gases o vapores dentro del límite de inflamabilidad.

La experiencia ha demostrado la prudencia de evitar la instalación de instrumentación y equipo eléctrico en las áreas clase 1 división 1. Donde no es posible evitar la instalación de este tipo de equipo por razones intrínsecas del proceso, es obligatorio el uso de equipo e instrumentación aprobada para la aplicación específica, o consistente con los sistemas de seguridad intrínsecos.

Clase 1. División 2 (NEC Artículo 500). Esta clasificación usualmente incluye áreas donde son utilizadas sustancias inflamables (líquidos volátiles, vapores o gases), pero en donde este uso, a consideración de las autoridades que tienen jurisdicción, se puede convertir en un riesgo solo en caso de accidente o alguna condición inusual de operación. La cantidad de material inflamable que puede escapar en caso de accidente, la conveniencia del sistema de ventilación, el área total afectada y la experiencia demostrable de la industria con respecto de explosiones o incendios son factores que ameritan consideración en la determinación de la clasificación y extensión del área. Como criterios de evaluación, un área clase 1, división 2 es un área en la cual se cumpla alguna de las siguientes condiciones:

- Áreas en las cuales líquidos volátiles inflamables o gases inflamables que son transportados, almacenados, procesados o aprovechados se encuentran confinados en contenedores cerrados o sistemas cerrados, de los cuales pueden escapar solamente en caso de ruptura accidental de dichos contenedores (o sistemas) o en caso de operación anormal del equipo.
- Áreas en las cuales la concentración de sustancias peligrosas se controla por medio ventilación mecánica positiva, y que puede convertirse en un riesgo en caso de falla u operación anormal del equipo de ventilación.
- Zonas adyacentes a un Área Clase 1 División 1, en donde la concentración peligrosa de gases pueda ser ocasionalmente transferida, a menos que dicha transferencia sea prevenida por una adecuada ventilación positiva desde una fuente de aire limpio y se cuente con una efectiva protección contra la falla en la ventilación.
- Tubería sin válvulas, cheques, mediciones o dispositivos similares usualmente no presentan condiciones de riesgo, aun cuando transporten sustancias peligrosas. Dependiendo de factores como la ventilación, la ubicación en la Planta, la cantidad y el tamaño de contenedores sellados que almacenan sustancias peligrosas, se puede considerar un área como de riesgo (clasificada) o, por el contrario como una zona no clasificada.

Clase I. Zona 0 (NEC Artículo 505): Se define como un área en la cual se cumple alguno de los siguientes criterios:

- Zona en la cual se encuentran continuamente presentes concentraciones inflamables de gases o vapores

- Zona en la que la concentración de gases o vapores inflamables se encuentra presente durante largos periodos de tiempo.

Clase I, Zona 1 (NEC Artículo 505). Se define como un área en la cual se cumple alguno de los siguientes criterios:

- Zona en la cual es probable que se presenten concentraciones inflamables de gases o vapores, en condiciones normales de operación.
- Zona en la que la concentración de gases o vapores inflamables se encuentra presente debido a operaciones de reparación o mantenimiento, o debido a fugas.
- Zona donde el equipo que se opera y el proceso que se lleva a cabo tiene tales características que en caso de falla en las operaciones o ruptura de alguna unidad se liberen sustancias peligrosas en concentraciones dentro del rango de inflamabilidad, y que simultáneamente se genere falla en el equipo eléctrico de manera que se convierte en una fuente de ignición.
- Zona adyacente a una Clase I, Zona 0 desde la cual se puede transferir la concentración peligrosa de vapores, a menos que esto sea prevenido por una ventilación adecuada de una fuente de aire limpia y se cuente con una seguridad efectiva en contra de la falla de la ventilación.

Clase I, Zona 2 (NEC Artículo 505). Se define como un área en la cual se cumple alguno de los siguientes criterios:

Zona donde es improbable que se presenten concentraciones peligrosas de gases y vapores inflamables, y en caso de que ocurran se dan por corto tiempo.

Zona en la que las sustancias peligrosas se encuentran confinadas en contenedores cerrados de sistemas cerrados, en donde solo existen fugas en caso de operación anormal o ruptura de los equipos o de otros dispositivos del sistema.

Zona en la que la concentración de gases inflamables o vapores es escudada mediante el uso de ventiladores, pero que se pueden convertir en un riesgo en caso de falla de los equipos de ventilación.

Zona adyacente a una Clase I, Zona 1 desde la cual se puede transferir la concentración peligrosa de vapores, a menos que esto sea prevenido por una ventilación adecuada de una fuente de aire limpia y se cuente con una seguridad efectiva en contra de la falla de la ventilación.

2.3.2 Áreas No Clasificadas. Todas las áreas que no caben en ninguna de las categorías descritas en las secciones anteriores. Algunos ejemplos de dichas áreas son:

- Locaciones donde las sustancias inflamables están contenidas en conductos completamente soldados, sin bridas, válvulas o dispositivos similares, como los bancos de tubería (“Piperack”).
- Áreas donde las sustancias peligrosas son transportadas o almacenadas en contenedores especiales (como se indica en NFPA 30).

La práctica de no clasificar zonas donde existen fuentes de ignición de carácter no-eléctrico debe ser limitada a recipientes de llama abierta y teas, de tal forma que la zona no clasificada sea restringida a la vecindad inmediata. Típicamente el equipo eléctrico localizado en estas zonas es

de-energizado durante la mayor parte del tiempo en que la fuente de llama no está presente.

2.4 CENTROS DE PELIGRO

Ya Identificada la sustancia que en presencia de aire, puede crear una mezcla peligrosa, como es el Gas Natural es necesario identificar los sitios que deben ser considerados como centros de peligro, o sea, las partes de la Planta, Facilidad o Estación de GNV (Gas Natural Vehicular), en las cuales se pueda verificar una fuga o una acumulación en el aire de dicha sustancia peligrosa durante la operación normal o anormal.

2.4.1 Centros de Peligro de Grado Continuo. Se consideran partes de las facilidades o Planta, en las cuales la emisión o la acumulación de sustancias peligrosas es continua o frecuente, tales como:

- Brazos de descarga/carga.
- Sistemas de carga de pipas (balas), cilindros.
- Depresiones bajo la cota 00 en áreas clasificadas como División 1.
- Equipo con frecuente mantenimiento (20 minutos al día o más), durante la marcha normal.

2.4.2 Centros de Peligro de Primer Grado. Se definen estos como partes de las facilidades o Planta donde la emisión o acumulación de sustancias peligrosas puede ocurrir, (aún de tiempo en tiempo), durante el funcionamiento normal de la Planta:

- Descargas de válvulas de seguridad a la atmósfera.
- Depresiones bajo la cota 00 en áreas de clasificación División 2.
- Drenajes operativos de instrumentación o equipo con venteo abierto.
- Prensa estopa de válvulas de control automático, privadas de dispositivo aislador de gases.

Nota: Los elementos auxiliares de las citadas válvulas de control, tales como SW límites, posicionadores, etc., y todo lo que quede a menos de 1.5 metros, de las válvulas, se debe considerar como División 1.

2.4.3 Centros de Peligro de Segundo Grado. Se consideran centros de peligro de segundo grado (Div. 2), las partes de la Planta en las cuales la emisión o la acumulación de sustancias peligrosas pueden verificarse solo excepcionalmente a causa de rupturas o funcionamiento anormal:

- Bombas y compresores: los sellos se consideran como el mayor peligro y se toma la carcasa de la bomba como punto de la clasificación. Incluye los Turboexpander y Turbocompresores.
- Torres Contactoras de Glycol.
- Radiadores.
- Drenaje de recipientes, bombas, instrumentos, usados ocasionalmente durante la operación de la Planta.
- Recipientes e intercambiadores Shell & Tube, por simplicidad, se toma todo el shell, como centro de peligro.

- Dispositivos de control en vidrio, rotámetros, niveles, etc.
- Dispositivos de unión de tuberías colocados en sitios no muy ventilados.
- Prensa estopas de válvulas de control, provistas de dispositivos de aislamiento.

Elementos que no clasifican áreas:

- Elementos previstos en la sección 4.3.2
- Venteos y drenajes abiertos, solo durante la parada de la Planta que están taponados durante la operación normal de la Planta.
- Hornos: Los hornos constituyen, sin embargo, un peligro por la presencia permanente de llama en ascensión, por lo que resulta inútil y costoso instalar en su vecindad equipos eléctricos con requisitos particulares de seguridad.

Aunque resulte que el horno no debe clasificarse desde el punto de vista eléctrico, por otro lado éste debe colocarse planimétricamente, fuera del área de proceso (en área segura).

2.5 EXTENSIÓN DE LAS ÁREAS CLASIFICADAS

Para efectos de nuestro estudio la clasificación de áreas peligrosas se realizara con base al NEC Artículo 500 Norma Norteamericana. (Clase y Division).

Como ya vimos en capitulos anteriores el Gas Natural es clasificado en Clase 1 Div 1 y 2 Grupo D, por lo tanto nos concentraremos básicamente en las extensiones de las areas clasificadas Clase 1.

2.5.1 Extensión de las Áreas de Clase 1. La extensión de las áreas clasificadas está determinada por la distancia que un gas o un vapor debe recorrer para diluirse en un porcentaje menor que el límite inferior de inflamabilidad (LFL), es igualmente importante la consideración del volumen, temperatura y volatilidad de las sustancias peligrosas que pueden ser liberadas. La dispersión de dichas sustancias depende de factores, tales como la cantidad de sustancia inflamable liberada, la velocidad, la densidad, el coeficiente de difusión, la ventilación del ambiente y la configuración topográfica del sitio.

En la mayoría de las instalaciones para tratamiento y transporte del Gas Natural, existen fuentes de ignición adicionales a aquellas asociadas a equipo eléctrico (por ejemplo, sistemas de tubería y “manifolds” de maquinaria operados a temperaturas elevadas y recipientes de llama abierta). La extensión de las áreas clasificadas es determinada solamente por la localización de potenciales fuentes de liberación de gases y vapores, y no por la localización de fuentes de ignición de carácter eléctrico o no-eléctrico.

La extensión se define sobre la planimetría de la Planta, aplicando ésta alrededor de cualquier centro de peligro, dependiendo de las normas seguidas (API RP 500) y considerando el desarrollo de las diferentes delimitaciones.

Se anota, que:

- La planimetría de diseño de la clasificación de áreas está representada por una sección o nivel cero del área en lugar de una configuración tridimensional, en la práctica, la mayoría de los equipos eléctricos están a

nivel del piso, por lo que tal sección es la más útil; sin embargo, donde esto no ocurre, deberán definirse cortes a las diferentes alturas donde se encuentre el equipo colocado o definir un corte en alzada con la respectiva delimitación.

- En el **Anexo C**, se muestran algunos ejemplos de definición estándar de Áreas Clasificadas, por lo que se sugiere colocar al margen de las planimetrías de definición de áreas peligrosas, el número de referencia de la figura, si alguna es aplicable.
- En algunas figuras, el centro de peligro se representa por simplicidad con un punto, la cota para el centro de peligro debe ser realmente referida al límite externo de éste.

Áreas Abiertas

En ausencia de límites físicos y fuerzas que perturben (por ejemplo, corrientes de aire) la difusión normal de la sustancia peligrosa en la zona clasificada se asume que el gas o vapor se dispersa uniformemente en la dirección gobernada por la densidad de la sustancia y con la velocidad que corresponda a su coeficiente de difusión. Para gases más pesados que el aire, ejemplo Gas Propano, liberados cerca o en el nivel de la Planta las concentraciones peligrosas se encuentran con mayor probabilidad por debajo del nivel de la emisión, y a medida que se asciende de nivel la probabilidad disminuye, esto hace que sea conservador asumir que el gas es más pesado que el aire, ya que las clasificaciones más rigurosas corresponderán al nivel de Planta. Para gases más livianos que el aire, ejemplo Gas Natural (Metano), lo contrario se aplica, disminuyendo la probabilidad de encontrar mezclas dentro de los límites de inflamabilidad a medida que se desciende hacia el nivel de la Planta.

Las fuentes a presión elevada, de gases o vapores pueden alterar sensiblemente la forma de la zona clasificada. La velocidad de la emisión es un factor importante a tener en cuenta, ya que una baja velocidad puede extender los límites en la dirección del viento, sin embargo una velocidad alta del viento puede acelerar también la dispersión de gases y vapores de tal manera que la extensión del área clasificada se reduzca apreciablemente.

Áreas Cerradas

Algunas facilidades utilizadas para operaciones asociadas a los procesos del Gas Natural son usualmente ventiladas por sistemas mecánicos. También es de tener en cuenta que los diseños constructivos son tales que los factores de contenido volumétrico del encerramiento, al área del piso, las dimensiones lineales de las paredes, y el alto del techo, justifican considerar aquellos encerramientos como zonas adecuadamente ventiladas. Una evaluación cuidadosa de la experiencia previa en este tipo de instalaciones debe siempre tenerse en cuenta como criterio de clasificación del área y extensión de la misma.

2.6 SELECCIÓN DE LOS MATERIALES ELÉCTRICOS PARA LAS ÁREAS DE CLASE I

La selección de los materiales eléctricos a ser utilizados en las áreas de Clase 1, será de responsabilidad exclusiva de los especialistas eléctricos y de instrumentos, preferiblemente un Ingeniero Electricista Especializado en Clasificación de área Peligrosas.

Este Capítulo, por lo tanto, solo tiene como objetivo presentar los tipos más comunes de instalación definidas como "de seguridad", en los cuales existan lugares definidos como peligrosos. Es importante resaltar que por motivos de

seguridad y economía, se deberá procurar instalar los componentes eléctricos en áreas menos clasificadas o no clasificadas. Donde esto no es posible, los materiales eléctricos deberán cumplir con ciertos requisitos particulares de seguridad, con el fin de que sean instalados correctamente.

Uno de los requisitos de cumplir es el de que el elemento no presente temperaturas mayores a aquella que cause ignición de las sustancias peligrosas con las cuales pueda entrar en contacto. Por lo tanto, para que un componente eléctrico resulte idóneo debe indicar adicionalmente a la zona para la cual ha sido diseñado, una sigla donde se defina la temperatura máxima superficial generada durante su funcionamiento referida a una temperatura ambiente máxima de 40°C.

Normalmente se indican varias clases de temperaturas según norma NEC o IEC:

Véase la Tabla 3.

Tabla 3. Clasificación de las máximas temperaturas superficiales en equipos *

IEC		NEC			Temp.Ignicion de Gases o vapores, Co
Clase de Temperatura	Max. Temperatura Superficial Co	Numero Identificación de Temperatura	Max. Temperatura de Superficie		
			Co	Fo	
T1	450	T1	450	842	>450
T2	300	T2	300	573	>300
		T2A	280	536	>280
		T2B	260	500	>260
		T2C	230	446	>230
		T2D	215	419	>215
T3	200	T3	200	392	>200
		T3A	180	356	>180

		T3B	165	329	>165
		T3C	160	320	>160
T4	135	74	135	275	>135
		T4A	120	248	>120
T5	100	75	100	212	>100
T6	85	T6	85	185	>85

Fuente. Tomado de NFPA 70 – National Electrical Code, Article 500-8(B).

Estas clases son contempladas en el NEC que además prevé algunas subdivisiones adicionales. Por norma, los materiales aprobados para División 1, son idóneos para ser utilizados en División 2, para el mismo tipo de atmósfera peligrosa.

Las temperaturas de ignición que no deben excederse en la Clase 1, son las siguientes:

GRUPO A GRUPO B GRUPO D		280°C;
GRUPO C		180°C.

2.6.1 Construcción de Elementos Eléctricos, Clase 1. Los grados de seguridad en la construcción de los equipos eléctricos son los siguientes:

A Prueba de Explosión. Equipos encerrados en una carcasa que es capaz de confinar la explosión de un gas en su interior, y de prevenir la ignición de un gas externo por chispas, llamas o explosiones al interior del equipo; opera a una temperatura superficial tal, que no provoca la ignición de la atmósfera inflamable que le rodea.

A Seguridad Intrínseca. Un tipo de protección en que una parte del sistema eléctrico contiene solamente equipo intrínsecamente seguro (aparatos, circuitos, alambrado) que es incapaz de causar ignición en la atmósfera que lo rodea.

Purga y Presurizado. En algunos casos se utiliza una sobrepresión, generalmente mediante aire seco y limpio o mediante un gas inerte, con el fin de evitar la penetración de gases peligrosos en el encerramiento. El contacto también puede ser evitado mediante el flujo de gas inerte o aire dentro del encerramiento, con el fin de mantener la mezcla de gases inflamables por debajo del límite de inflamabilidad; este último método se utiliza cuando es imposible sellar completamente el encerramiento.

Antiincendio. Una técnica protectora donde, bajo condiciones normales de operación, cualquier arco o efecto térmico no causará la ignición de gas, vapor o mezcla de polvo inflamables

Inmersión en Aceite. Esta protección debe ser permitida para interruptores de corriente, controladores de motor, switches, entre otros.

Herméticamente Sellados. El sellamiento debe evitar la entrada de una atmósfera externa y puede ser hecho con soldadura.

2.6.2 Empleo de los equipos eléctricos de seguridad. En el siguiente párrafo se encontrara el empleo de los equipos de seguridad más comunes, de acuerdo al tipo de área.

CLASE 1

- DIVISIÓN 1
 - Seguridad intrínseca
 - A prueba de explosión
 - Purga y Presurizado

- DIVISIÓN 2
 - Cualquier sistema idóneo para División 1
 - Antiincendio
 - Inmersión en Aceite
 - Herméticamente sellados

2.6.3 Breves Indicaciones sobre Motores Eléctricos. En la Clase I, División 1, los motores, generadores y otra maquinaria eléctrica rotatoria serán;

- Del tipo totalmente encerrados con ventilación de presión positiva desde una fuente de aire limpio y descarga a un área segura, arreglado de tal forma que prevenga la energización de la máquina hasta que la ventilación haya sido establecida y el encerramiento haya sido purgado con, al menos, diez (10) volúmenes de aire, y también dispuesto para desenergizar automáticamente el equipo cuando falla el suministro de aire.
- Del tipo totalmente encerrados y llenos con gas inerte suministrado desde una fuente segura y apropiada para presurizar el encerramiento, con equipos provistos para asegurar una presión positiva en el interior y arreglado para desenergizar automáticamente el equipo cuando falla el suministro de gas.
- Los anteriores no deberán tener una superficie externa con temperaturas en grados Celsius superiores al ochenta por ciento (80%) de la temperatura de ignición del gas o vapor involucrado.
- El equipo apropiado deberá estar provisto para detectar y desenergizar automáticamente el motor, o proveer una alarma adecuada si hubiese cualquier incremento en la temperatura del motor más allá de los límites diseñados.
- El tipo del equipo auxiliar deberá estar aprobado para la ubicación en la cual será instalado.

- Del tipo diseñado para estar sumergido en un líquido que es inflamable sólo cuando está vaporizado o mezclado con aire, o en un gas o vapor con una presión mayor que la atmosférica y que es inflamable sólo cuando está mezclado con aire; y la máquina está dispuesta para prevenir su energización hasta que haya sido purgado con el líquido o gas para excluir el aire, y también dispuesto para desenergizar automáticamente el equipo cuando falla el suministro de líquido o gas o la presión se reduce a la atmosférica.
- En la Clase I, División 2 los motores, generadores y otra maquinaria eléctrica rotatoria en la cual son empleados diversos mecanismos de switches (incluyendo aparatos de sobrecorriente, sobrecarga y sobre temperatura del motor), o aparatos de resistencia integral, mientras arranca u opera, deberán estar aprobados para la ubicación de Clase I, División 1, a menos que estén provistos con encerramientos aprobados para Clase I, División 2. La superficie expuesta de los calentadores usados para prevenir condensación durante los períodos de apagado no deberá exceder el ochenta por ciento (80%) de la temperatura de ignición en grados Celsius del gas o vapor involucrado cuando opera al voltaje estimado, y deberá estar visiblemente marcada en un letrero sobre el motor.

La instalación de motores abiertos o cerrados que no sean a prueba de explosión, tales como motores de inducción de jaula de ardilla sin cepillos, mecanismos de switches o equipos similares productores de arcos eléctricos que no estén identificados para uso en un área Clase I, División 2; deberán estar permitidos. Es importante considerar la temperatura de las superficies internas y externas que pueden estar expuestas a atmósferas inflamables, y el riesgo de ignición debido a arcos de corriente a través de discontinuidades y del sobrecalentamiento de partes en encerramientos multisección de grandes motores y generadores. Donde se sospeche sobre la presencia de

gases o vapores inflamables, puede ser necesaria una purga con aire limpio inmediatamente antes o durante los períodos de arranque.

2.6.4 Grados de Protección de los encerramientos de los equipos Electricos Según Norma NEMA e IEC.

Tabla 4. Campo de protección para las clases de protección IP (Protección Interna)

Dígito	Primer dígito		Segundo dígito
	Protección física	Protección contra cuerpos extraños	Protección contra el agua
0	Ninguna protección	Ninguna protección	Ninguna protección
1	Protección contra contacto de reverso de la mano	Protección contra cuerpos sólidos extraños de 50 mm de diámetro	Protección contra gotas de agua que caen verticalmente
2	Protección contra contacto de los dedos	Protección contra cuerpos sólidos extraños de 12,5 mm de diámetro	Protección contra gotas de agua que caen en un ángulo de (15o)
3	Protección contra contacto de herramientas	Protección contra cuerpos sólidos extraños de 2,5 mm de diámetro	Protección contra rociado de agua en un ángulo de hasta 60o
4	Protección contra contacto de un alambre	Protección contra cuerpos sólidos extraños de 1,0 mm de diámetro	Protección contra rociado de agua procedente de todas direcciones
5	Protección contra contacto de alambre conductor	Protección contra el polvo	Protección contra chorros de agua
6	Protección contra contacto de alambre conductor	Hermético al polvo	Protección contra potentes chorros de agua
7	-	-	Protección inmersión intermitente en el agua
8	-	-	Protección contra inmersión continua en el agua

El campo de protección indicado por las diversas clases de protección se muestra de forma breve en la tabla 4.

La letra adicional (opcional) corresponde a la protección de personas y hace referencia a información acerca de la protección contra el acceso a partes peligrosas con:

- El reverso de la mano “letra A”
- Los dedos “letra B”
- Herramientas “letra C”
- Alambre conductor “letra D”

La letra adicional (opcional) corresponde a la protección del equipo y proporciona información complementaria especialmente para:

- Equipo de alto voltaje “letra H”
- Condición hermética al agua durante operación “letra M”
- Condición hermética al agua en estado inactivo “letra S”
- Condiciones meteorológicas “letra W”

Ejemplo

- IP 66 / IP 67 CS : Equipo con Dos Protecciones IP
- Primer Dígito 6, Protección física: protección contra contacto de alambre conductor
- Primer Dígito 6, Protección contra cuerpos extraños: hermético al polvo
- Segundo Dígito 6 y 7, Protección contra el agua: protección contra potentes chorros de agua y contra la inmersión intermitente en el agua.
- Letra adicional Opcional C: Protección de personas, utilizando herramientas con diámetros de 2,5 mm y una longitud de 100 mm.
- Letra adicional Opcional S: Protección del Equipo Condición hermética al agua en estado inactivo.

Tabla 5. Campo de protección para las designaciones NEMA (National Electrical Manufacturers Association).

Tipo 1	Para propósitos generales
Tipo 2	A prueba de goteos
Tipo 3	Resistente al clima
Tipo 3R	Sellado contra la lluvia
Tipo 3S	Sellado contra lluvia, granizo y polvo
Tipo 5	Sellado contra polvo
Tipo 6	Sumergible
Tipo 6P	Contra entrada de agua durante sumersiones prolongadas a una profundidad limitada
Tipo 7 (A, B, C o D)*	Locales peligrosos, Clase I - Equipo cuyas interrupciones ocurren en el aire.
Tipo 8 (A, B, C o D)*	Locales peligrosos, Clase I - Aparatos sumergidos en aceite.
Tipo 9 (E, F o G)*	Locales peligrosos, Clase II
Tipo 10	U.S. Bureau of Mines - a prueba de explosiones (para minas de carbón con gases)
Tipo 11	Resistente al Acido o a gases corrosivos - sumergido en aceite
Tipo 13	A prueba de polvo

Los estándares más comúnmente encontrados en las especificaciones de los equipos son los siguientes:

NEMA 4. Sellado contra el agua y polvo. Los gabinetes tipo 4 están diseñados especialmente para su uso en interiores y exteriores, protegiendo el equipo contra salpicaduras de agua, filtraciones de agua, agua que caiga sobre ellos y condensación externa severa. Son resistentes al granizo pero no a prueba de granizo (hielo). Deben tener ejes para conductos para

conexión sellada contra agua a la entrada de los conductos y medios de montaje externos a la cavidad para el equipo.

NEMA 4X. Sellado contra agua y resistente a la corrosión. Los gabinetes tipo 4X tienen las mismas características que los tipo 4, además de ser resistentes a la corrosión.

NEMA 12. Uso industrial. Un gabinete diseñado para usarse en industrias en las que se desea excluir materiales tales como polvo, pelusa, fibras y filtraciones de aceite o líquido enfriador.

Tabla 6. Conversion de Encerramientos Tipo NEMA a Grados de Proteccion Tipo IEC (IP), No puede ser usada para convertir Grados de Proteccion IP a Encerramientos Tipo NEMA.

ENCERRAMIENTO TIPO NEMA	ENCERRAMIENTO TIPO IEC
3	IP 54
3R	IP 54
3S	IP 54
4 y 4X	IP 56
5	IP 52
6 y 6P	IP 67
12 y 12K	IP 52

3. EJEMPLOS TÍPICOS DE CLASIFICACION DE AREAS EN INSTALACIONES DE GAS EN COLOMBIA

En las secciones sucesivas se realizara una descripción de los aspectos principales para la identificación de la Clasificación de áreas en facilidades típicas como estaciones de servicio de Gas Comprimido y en las nuevas Facilidades de Procesamiento del Gas Natural Típicas como las Plantas de Gas Natural ubicadas en Cusiana (Casanare). La localización de los puntos de riesgo de acuerdo a los equipos que intervienen en el proceso de dichas facilidades.

3.1 ESTACIONES DE SERVICIO DE GAS COMPRIMIDO

El equipo eléctrico y el cableado fijos dentro de las áreas especificadas en la tabla 7 , deberán cumplir con los requisitos indicados en las tablas 4,5 y 6; y serán instalados de acuerdo con NFPA 70, Código eléctrico nacional.

Excepción: Equipo eléctrico instalados en los motores de combustión interna de acuerdo al estándar NFPA 37, para la instalación y el uso de los motores de combustión y de las turbinas de gas.

Con la aprobación de la autoridad que tiene jurisdicción, las áreas clasificadas especificadas en la tabla 7 serán permitidas para ser reducidas o para ser eliminadas por la ventilación de presión positiva de una fuente del aire limpio o de un gas inerte conjuntamente con protecciones eficaces en caso de falla del ventilador de acuerdo a los métodos reconocidos en NFPA

496, estándar para los recintos purgados y presurizados para el equipo eléctrico.

Las áreas clasificadas no se extenderán más allá de las paredes, techo. El área alrededor de la tubería y equipos sin válvulas, bridas o accesorios bridados será una localización No-Clasificada.

Las estaciones de servicio de Gas Vehicular de tipo llenado rápido están constituidas por los componentes básicos siguientes:

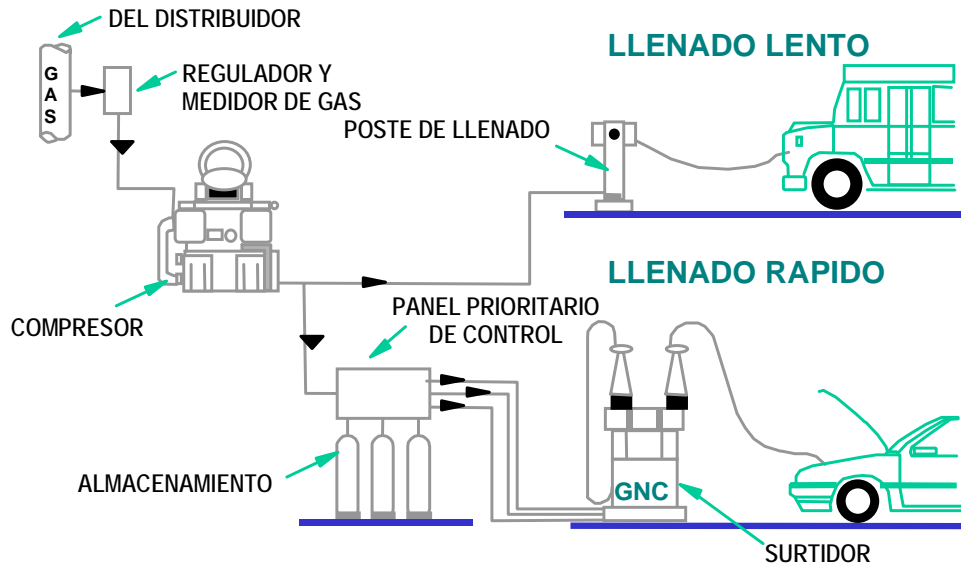
- Estación de regulación y medición
- Sistema de compresión
- Almacenamiento}
- Surtidor o poste
- Secador de gas
- Odorizador

Tabla 7. Clasificación de las instalaciones eléctricas en áreas de estaciones de servicio de gas vehicular

LOCACION	DIVISION O ZONA	EXTENSION DEL AREA CLASIFICADA
Recipientes (A excepción de los recipiente montados sobre el suministro de combustible)	2	Dentro 10 ft (3 m) del recipiente.
Área que contiene el compresor y sus equipos auxiliares		
Instalación Exterior	2	Hasta 15 ft (4.6 m) desde el equipo.
Instalacion Interior	2	Hasta 15 ft (4.6 m) desde el equipo.
Equipo Dispensador de Combustible		

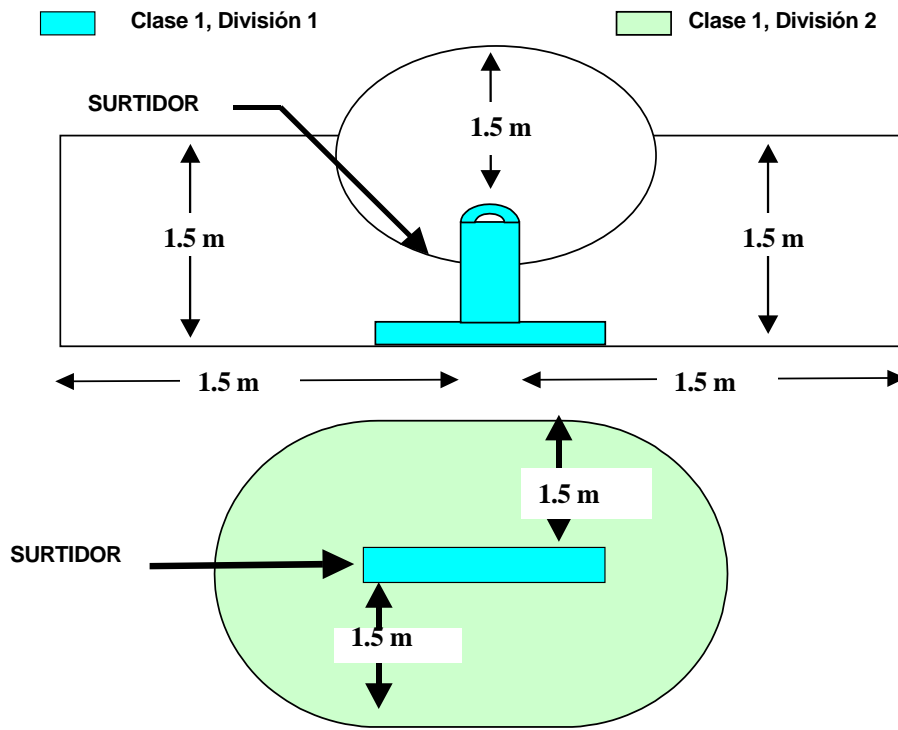
LOCACION	DIVISION O ZONA	EXTENSION DEL AREA CLASIFICADA
Exterior	1	Dentro del área del equipo dispensador.
Exterior	2	Desde 0 a 5 ft (1.5 m) desde el dispensador.
Interior	1	Dentro del área del equipo dispensador.
Interior	2	Toda el área del cuarto con una adecuada ventilación.
Descarga de las Válvulas de Alivio o Venteos.	1	5 ft (1.5 m) en todas las direcciones desde el punto de la fuente.
	2	Más allá de 5 pies (1.5 m) pero dentro de 15 pies (4.6 m) en todas las direcciones del punto de la descarga
Válvulas, Bridas de accesorios roscados.	Ninguna	Area No-Clasificada
Descarga de las válvulas de descarga dentro de 15 grados de la línea de la descarga	1	15 ft (4.6 m)

Figura 2. Esquema Típico de una estación de llenado rápido y lento.



Esquema típico de una estación de llenado rápido y lento

Figura 3. Clasificación de áreas Típica de una estación GNV.



Área clasificada Clase 1 División 1, correspondiente al surtidor

Área clasificada Clase 1 División 2, correspondiente a 1.5 metros alrededor del surtidor, hacia todas las direcciones.

Después de 1.5 metros se considera área desclasificada.

3.2 FACILIDADES PLANTAS DE TRATAMIENTO Y GAS VENTAS TÍPICAS INSTALADAS EN COLOMBIA

Las plantas de Gas Natural instaladas en el CPF CUSIANA, principalmente son dedicadas para la venta de gas natural hacia Bogotá y sector Sur Occidente del País.

En ellas básicamente se realiza un tratamiento del gas natural proveniente del campo Cusiana.

A la fecha se encuentran instaladas dos plantas de Gas Ventas de 20 MMSCFD y 68 MMSCFD. Y en la actualidad se esta construyendo una nueva facilidad de 180 MMSCFD.

En los planos del **Anexo D**, se indica la clasificación típica de áreas para una Planta Tipo Tratamiento del Gas Natural instalada en Colombia... La descripción de la información de los planos es la siguiente:

3.2.1 Plano TIPICO PLANIMETRICO #1 del ANEXO D. Se indica la clasificación de áreas para los diferentes equipos que constituyen las principales fuentes de peligro, manejando hidrocarburos tipo Gas Natural donde el principal componente es el metano. Los Equipos mas representativos en la clasificación de áreas son:

- Compresores. Manejando Gas natural Dulce, Acido.
- Unidades Turboexpander. Presión de Operación Turbo 1200 psig.
- Separadores.
- Horno para agua caliente con fuente de gas natural (Fuel Gas).
- Intercambiadores Gas-Gas
- Intercambiadores Gas-Liquido
- Bombas de Amina Rica y Pobre.
- Torres de estabilización de condensados.
- Torres Contactoras de Amina.

3.2.2 Plano TIPICO DETALLES #2 del ANEXO D. Se indica los detalles para la clasificación de áreas de los equipos típicos.

Para tener claridad sobre las facilidades de las Plantas de Gas Ventas ver Planos de la clasificación de áreas de dichas locaciones en el ANEXO D.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Se recomienda siempre que en los diseños de ingeniería para clasificación de áreas peligrosas, siempre sea realizado por personal calificado y certificado para dicha labor, ya que se puede incurrir en errores que resultarían catastróficos.
- La elección del equipo eléctrico debe ser ejecutado y aprobado por un Ingeniero Electricista certificado en clasificación de áreas peligrosas.
- En las estaciones de servicios de gas vehicular esta guía es práctica y puede reducir los costos de construcción, operación y mantenimiento.
- Como recomendación primordial se debe tener en cuenta siempre el Código Eléctrico Nacional NFPA 70.
- En términos generales siempre que trabajemos con gas natural debemos tener en cuenta el elemento primario del fluido el METANO, el cual por sus naturales es más liviano que el aire.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- API** American Petroleum Institute.
- API RP 500** Recommended Practice for Classification of Locations for electrical Installations at Petroleum facilities Classified as class I, Division 1 and Division 2. 2nd Edition, November 1997.
- NFPA** National Fire Protection Association
- NFPA 30** Flammable and Combustible Liquids Code. 2000 Edition
- NFPA 49** Hazardous Chemical Data. 1991 Edition.
- NFPA 52** Compressed Natural Gas (CNG) Vehicular Fuel Systems Code
1998 Edition
- NFPA 70** National Electrical Code (NEC). 2002 Edition
- NFPA 321** Basic Classification of Flammable and combustible Liquids. 1991 Edition
- NFPA 325** Fire Hazard Properties of Flammable Liquids, gases , and Volatile Solids.
1994 Edition
- NFPA 497** Recommended Practice for the Classification of Flammable Liquids, Gases,
or Vapors and of Hazardous (Classified) Locations for Electrical Installations
in Chemical Process Areas. 997 Edition
- NFPA 499** Recommended Practice for the Classification of Combustible Dusts and of
Hazardous (Classified) Locations for Electrical Installations in Chemical
Process. 1997 Edition
- NFPA 654** Standard for the Prevention of Fire and Dust Explosions from the
Manufacturing, Processing, and Handling of Combustible Particulate Solids.
2000 Edition

ANEXOS

**Anexo A. Clasificación de los materiales combustibles
mas representativos en la industria del gas natural**

Tomado de NFPA 497 (Table 2-1 Selected Chemicals)

CHEMICAL	CAS No.	NEC Group	Type ⁶	Flash Point (°C)	AIT (°C)	%LFL	%UFL	Vapor Density (Air=1)	Vapor Pressure ⁷ (mm Hg)	Class I Zone Group ³	MIE (mJ) TR	MIC Ratio	MESG (mm)
Acetaldehyde	75-07-0	C *	I	-38	175	4.0	60.0	1.5	874.9	IIA	0.37	0.98	0.92
Acetone	67-64-1	D *	I		465	2.5	12.8	2.0	230.7	IIA	1.15	1.00	1.02
Acetylene	74-86-2	A *	GAS		305	2.5	99.9	0.9	36600	IIC	0.017	0.28	0.25
Ammonia	7664-41-7	D * 2	I		498	15.0	28.0	0.6	7498.0	IIA	680	6.85	3.17
Aniline	62-53-3	D	IIIA	70	615	1.3	11.0	3.2	0.7	IIA			
Benzene	71-43-2	D *	I	-11	498	1.2	7.8	2.8	94.8	IIA	0.20	1.00	0.99
Benzyl Chloride	98-87-3	D	IIIA		585	1.1		4.4	0.5				
n-Butane	3583-47-9	D * 5	GAS		288	1.9	8.5	2.0			0.25	0.94	1.07
Carbon Disulfide	75-15-0	*3	I	-30	90	1.3	50.0	2.6	358.8	IIC	0.009	0.39	0.20
Carbon Monoxide	630-08-0	C *	GAS	609	700	12.5	74.	0.97		IIA			
Chloroacetaldehyde	107-20-0	C	IIIA	88					63.1				
Chlorobenzene	108-90-7	D	I	29	593	1.3	9.6	3.9	11.9				
1-Chloro-1-Nitropropane	2425-66-3	C	IIIA										
Diethyl Ether	60-29-7	C *	I	12	160	1.9	36.0	2.6	38.2	IIB	0.19	0.88	0.83
1,4-Dioxane	123-91-1	C *	I	12	180	2.0	22.0	3.0	38.2	IIB	0.19		0.70
Dipentene	138-86-3	D	II	45	237	0.7	6.1	4.7					1.18
Dipropylene Glycol Methyl Ether	34590-94-8	C	IIIA	85		1.1	3.0	5.1	0.5				
Diisopropylamine	108-18-9	C	GAS	-6	316	1.1	7.1	3.5					
Dodecene	6842-15-5	D	IIIA	100	255								
Ethane	74-84-0	D *	GAS	-29	472	3.0	12.5	1.0		IIA	0.24	0.82	0.91
Ethanol	64-17-5	D *	I	13	363	3.3	19.0	1.6	59.5	IIA		0.88	0.89
Ethylene	74-85-1	C *	GAS	0	450	2.7	36.0	1.0		IIB	0.070	0.53	0.65
Ethylene Glycol Monoethyl Ether Acetate	111-15-9	C	II	47	379	1.7		4.7	2.3			0.53	0.97
Ethylene Glycol Monobutyl Ether Acetate	112-07-2	C	IIIA		340	0.9	8.5		0.9				

CHEMICAL	CAS No.	NEC Group	Type ⁶	Flash Point (°C)	AIT (°C)	%LFL	%UFL	Vapor Density (Air=1)	Vapor Pressure ⁷ (mm Hg)	Class I Zone Group ³	MIE (mJ) TR	MIC Ratio	MESG (mm)
Ethylene Glycol Monobutyl Ether	111-76-2	C	IIIA		238	1.1	12.7	4.1	1.0				
Ethylene Glycol Monoethyl Ether	110-80-5	C	II		235	1.7	15.6	3.0	5.4				0.84
Ethylene Glycol Monomethyl Ether	109-86-4	D	II		285	1.8	14.0	2.6	9.2				0.85
Ethyl Alcohol	64-17-5	D *	I	13	363	3.3	19.0	1.6	59.5				0.89
Fuel Oil 1	8008-20-6	D	II	72	210	0.7	5.0						
Gasoline	8006-61-9	D *	I	-46	280	1.4	7.6	3.0					
n-Heptane	142-82-5	D *	I	-4	204	1.0	6.7	3.5	45.5	IIA	0.24	0.88	0.91
n-Heptene	81624-04-6	D 5	I	-1	204			3.4					0.97
n-Hexane	110-54-3	D * 5	I	-23	225	1.1	7.5	3.0	152	IIA	0.24	0.88	0.93
Hydrogen	1333-74-0	B *	GAS		520	4.0	75.0	0.1		IIC	0.019	0.25	0.28
Hydrogen Sulfide	7783-06-4	C *	GAS		260	4.0	44.0	1.2			0.068		0.90
Isobutane	75-28-5	D 5	GAS		460	1.8	8.4	2.0					
Isopropyl Ether	108-20-3	D *	I	-28	443	1.4	7.9	3.5	148.7		1.14		0.94
Kerosene	8008-20-6	D	II	72	210	0.7	5.0			IIA			
Liquified Petroleum Gas	68476-85-7	D	I		405								
Methane	74-82-8	D *	GAS	-223	630	5.0	15.0	0.6		IIA	0.28	1.00	1.12
Methanol	67-56-1	D *	I	12	385	6.0	36.0	1.1	126.3	IIA	0.14	0.82	0.92
Naphtha (Coal Tar)	8030-30-6	D	II	42	277					IIA			
Naphtha (Petroleum)	8030-30-6	D * 4	I	42	288	1.1	5.9	2.5		IIA			
Neopentane	463-82-1	D 5		-65	450	1.4	8.3	2.6	1286				
n-Nonane	111-84-2	D 5	I	31	205	0.8	2.9	4.4	4.4	IIA			
Nonene	27214-95-8	D	I			0.8		4.4					
n-Octane	111-65-9	D * 5	I	13	206	1.0	6.5	3.9	14.0	IIA			0.94

CHEMICAL	CAS No.	NEC Group	Type ⁶	Flash Point (°C)	AIT (°C)	%LFL	%UFL	Vapor Density (Air=1)	Vapor Pressure ⁷ (mm Hg)	Class I Zone Group ³	MIE (mJ) TR	MIC Ratio	MESG (mm)
Octene	25377-83-7	D	I	8	230	0.9		3.9					
n-Pentane	109-66-0	D * 5	I	-40	243	1.5	7.8	2.5	513		0.28	0.97	0.93
Process Gas > 30% H2	1333-74-0	B **	GAS		520	4.0	75.0	0.1			0.019	0.45	
Propane	74-98-6	D *	GAS	-104	450	2.1	9.5	1.6		IIA	0.25	0.82	0.97
1-Propanol	71-23-8	D *	I	15	413	2.2	13.7	2.1	20.7	IIA			0.89
2-Propanol	67-63-0	D *	I	12	399	2.0	12.7	2.1	45.4		0.65		1.00
Propylene	115-07-1	D *	GAS	-108	455	2.0	11.1	1.5			0.28		0.91
Toluene	108-88-3	D *	I	4	480	1.1	7.1	3.1	28.53	IIA	0.24		

* Material ha sido clasificado por pruebas.

** El combustible y mezclas de gas de proceso encontrados por pruebas pueden no presentar los riesgos similares al de hidrógeno, puede agruparse basado en los resultados de la prueba.

**Anexo B. Ejemplo de cálculo de mesg para mezclas
Tomado de NFPA 497 (Appendix B)**

Se provee este ejemplo para mostrar como la información de las tablas puede ayudar en la determinación de la clasificación NEC de una sustancia. No debe ser aplicada a mezclas y/o corrientes que contienen acetileno o aquellas que representen ese mismo riesgo.

EJEMPLO

Los siguientes materiales son usados en un tanque con capacidad total de 100,000 kg, que contiene una mezcla con la siguiente composición:

MATERIAL	% vol
Etileno	45
Propano	12
Nitrógeno	20
Metano	3
Isopropil Eter	17.5
Dietil eter	2.5

Pregunta:

Cuál es el grupo NEC apropiado para la corriente mezclada?

La siguiente es la lista de las propiedades de los materiales seleccionados tomada del Anexo A.

Chemical	CAS No.	NEC Group	Type ⁶	Flash Point (°C)	AIT (°C)	%LFL	%UFL	Vapor Density (Air=1)	Vapor Press ⁷ (mm Hg)	Class I Zone Group ³	MIE (mJ) TR	MIC Ratio	MESG (mm)
Ethylene	74-85-1	C *	GAS	0	450	2.7	36.0	1.0		IIB	0.070	0.53	0.65
Propane	74-98-6	D *	GAS	-104	450	2.1	9.5	1.6		IIA	0.25	0.82	0.97
Methane	74-82-8	D *	GAS	-223	630	5.0	15.0	0.6		IIA	0.28	1.00	1.12
Isopropyl Ether	108-20-3	D *	I	-28	443	1.4	7.9	3.5	148.7		1.14		0.94
Diethyl Ether	60-29-7	C *	I	12	160	1.9	36.0	2.6	38.2	IIB	0.19	0.88	0.83

Un método para estimar el grupo NEC es determinar el valor de la MESG de la mezcla aplicando una forma de la relación de Le Chatelier, así:

$$MESG_{MEZ} = \frac{1}{\left(\frac{X_i}{MESG_i} \right)}$$

Aplicando los porcentajes en volumen, la información del Anexo A y la ecuación anterior:

$$\text{MESG}_{\text{MEZ}} = \frac{0.4}{5} + \frac{0.1}{2} + \frac{0.2}{0} + \frac{0.0}{3} + \frac{0.1}{75} + \frac{0.0}{25} = 0.9442 \text{ mm}$$

De las definiciones citadas en la sección 4.2.2, Tabla 1, Para los Grupos de sustancias según el NEC, se puede concluir que el valor calculado del MESG corresponde al grupo D. Por tanto esta mezcla puede ser considerada un material **Grupo D**.

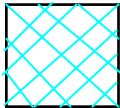
Anexo C . Clasificación de áreas Típicas de riesgo para el gas natural Tomado de API-RP 500

Los límites dimensionales recomendados para las locaciones de *División 1* o *División 2* son basados en la experiencia, como también en la difusión teórica de gases o vapores del tipo prevalente en las operaciones con Gas Natural. Existen algunas técnicas disponibles para la ayuda en el análisis de la dispersión de gases y vapores, incluyendo experiencias de Planta específicas y programas de simulación. Estas técnicas pueden ser usadas con un buen juicio de ingeniería para modificar los límites estándar del Área Clasificada para aplicaciones específicas tales como Estaciones de Gas Vehicular Comprimido, City Gates, Facilidades y Tratamiento del Gas Natural.

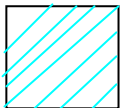
Donde siempre se trabaje con el Gas Natural se clasificara como Clase 1 la cual corresponde a los Líquidos y Gases Inflamables, y de acuerdo a su presencia se divide en División 1 o División 2.

Para poder entender las graficas siguientes se tienen vapores mas pesados que el aire, por ejemplo en nuestro caso seria el LPG (Gas Liquido del Petróleo.) Figuras D1, D2, D5, D7, D10 y D12.

También se tiene vapores más livianos que el aire, por ejemplo el Gas Natural, GNV, GNC. Figuras D3, D4, D6, D8, D9 y D11.



CLASE 1 DIVISION 1. Es el área más peligrosa y donde preferiblemente no se instalara ningún equipo eléctrico. En caso de ser necesario debe cumplir con los requerimientos del área (Explosión Proof.)



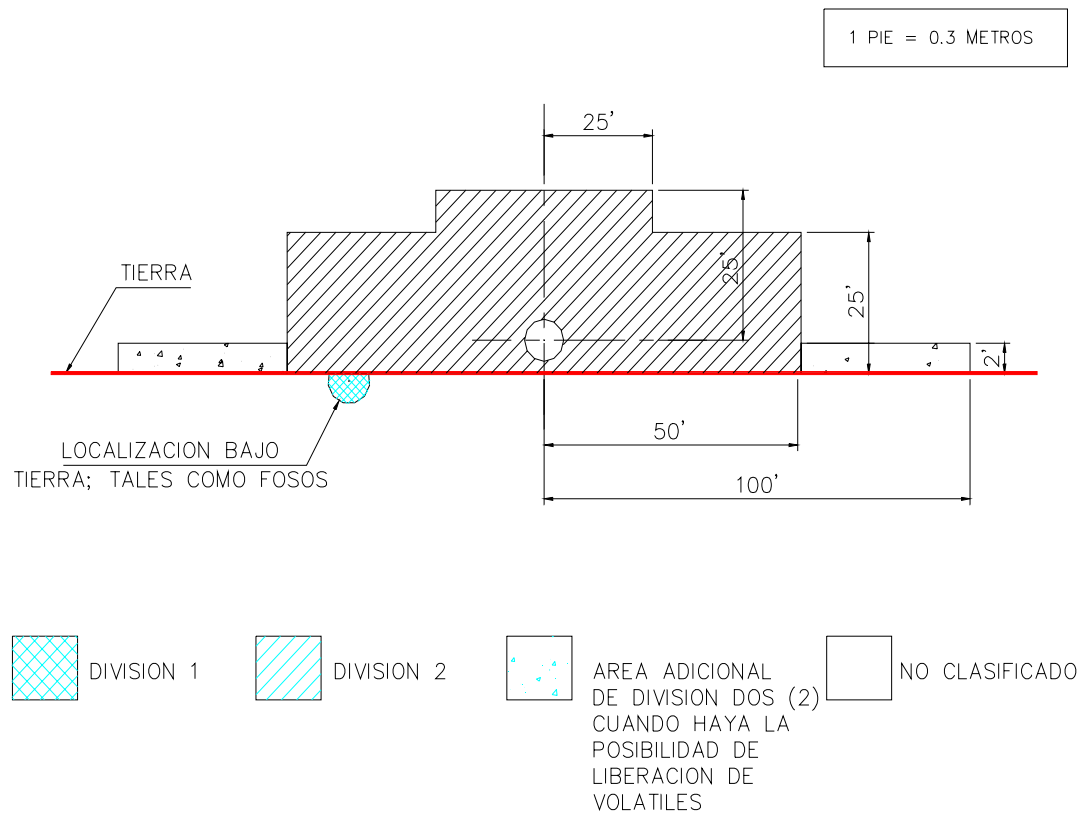
CLASE 1 DIVISION 2. Es un área menos peligrosa que la división 1. Los equipos instalados en esta área deben cumplir con los requerimientos del área y son menos costosos que la división 1.

Los equipos eléctricos instalados fuera de estas áreas no requieren especificaciones rigurosas.

FUENTE DE EMISION EN LOCALIZADA CERCA AL PISO CON VENTILACION ADECUADA

(VAPORES MAS PESADOS QUE EL AIRE)

FIG 4



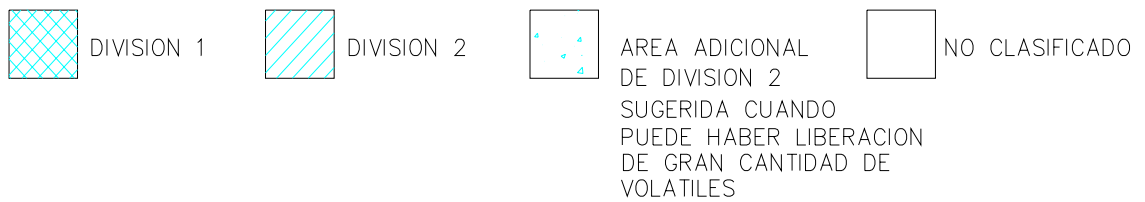
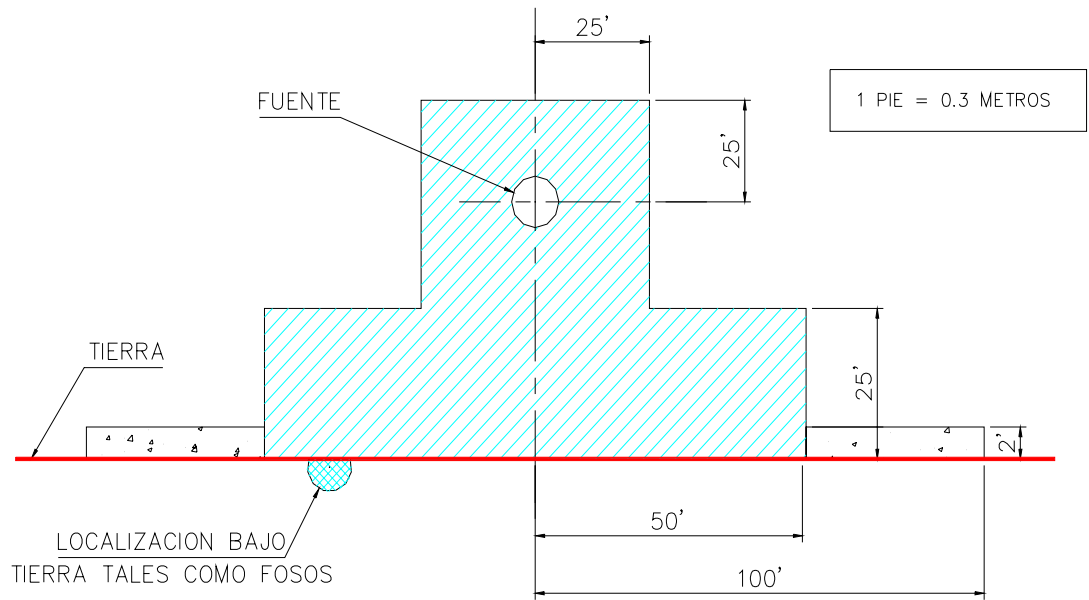
NOTA

- 1- APLIQUE DISTANCIA DE 50 PIES DESDE LA FUENTE DE VAPOR O 10 PIES DESDE PERIMETRO DEL EDIFICIO LO QUE SEA MAYOR EXEPTO SI LAS PAREDES SON A PRUEBA DE FUGA DE GASES.
- 2- LAS DISTANCIAS DADAS SON TIPICAS PARA REFINERIA Y DEBEN SER USADAS CONSIDERANDO TODOS LOS FACTORES DISCUTIDOS EN EL TEXTO

FUENTE DE EMISION EN LOCALIZACION ELEVADA CON VENTILACION ADECUADA

(LIQUIDOS INFLAMABLES O VAPORES MAS PESADOS
QUE EL AIRE)

FIG 5



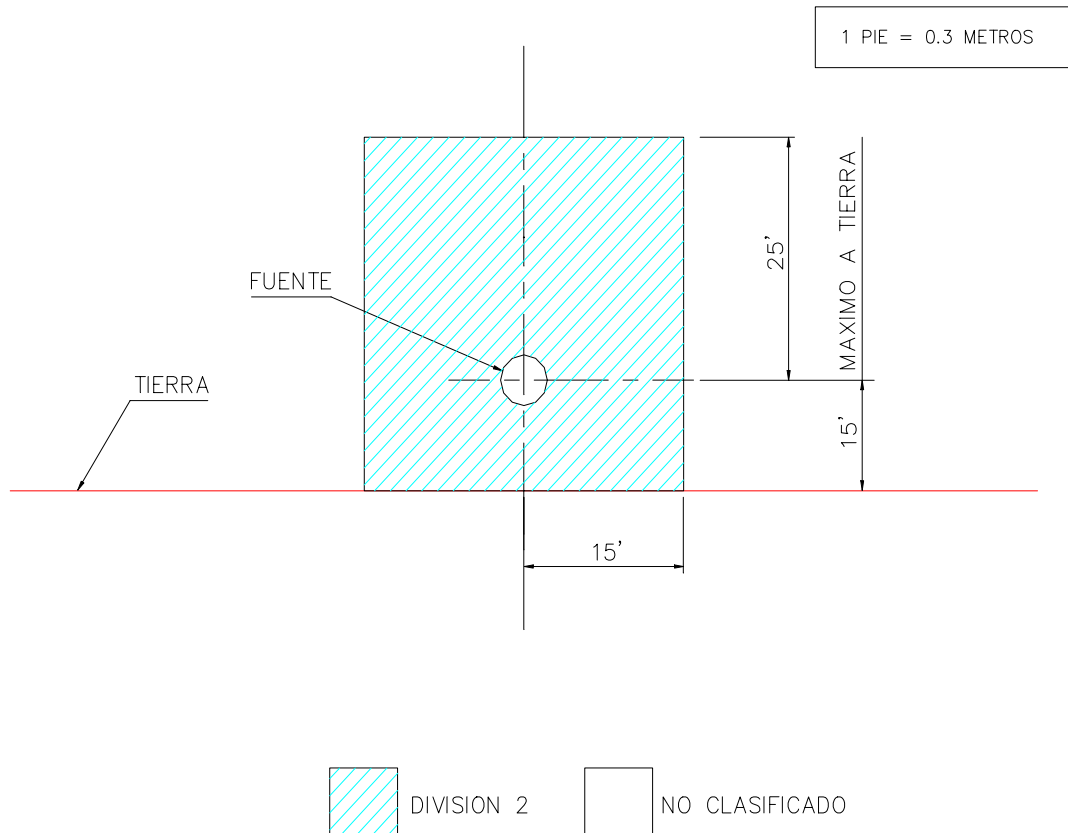
NOTA

1- LAS DISTANCIAS DADAS SON TIPICAS PARA REFINERIA Y DEBEN SER USADAS CONSIDERANDO TODOS LOS FACTORES DISCUTIDOS EN EL TEXTO

FUENTE DE EMISION EN LOCALIZACION CERCANA AL PISO CON VENTILACION ADECUADA

(LIQUIDOS INFLAMABLES O VAPORES MAS LIVIANOS
QUE EL AIRE)

FIG 6



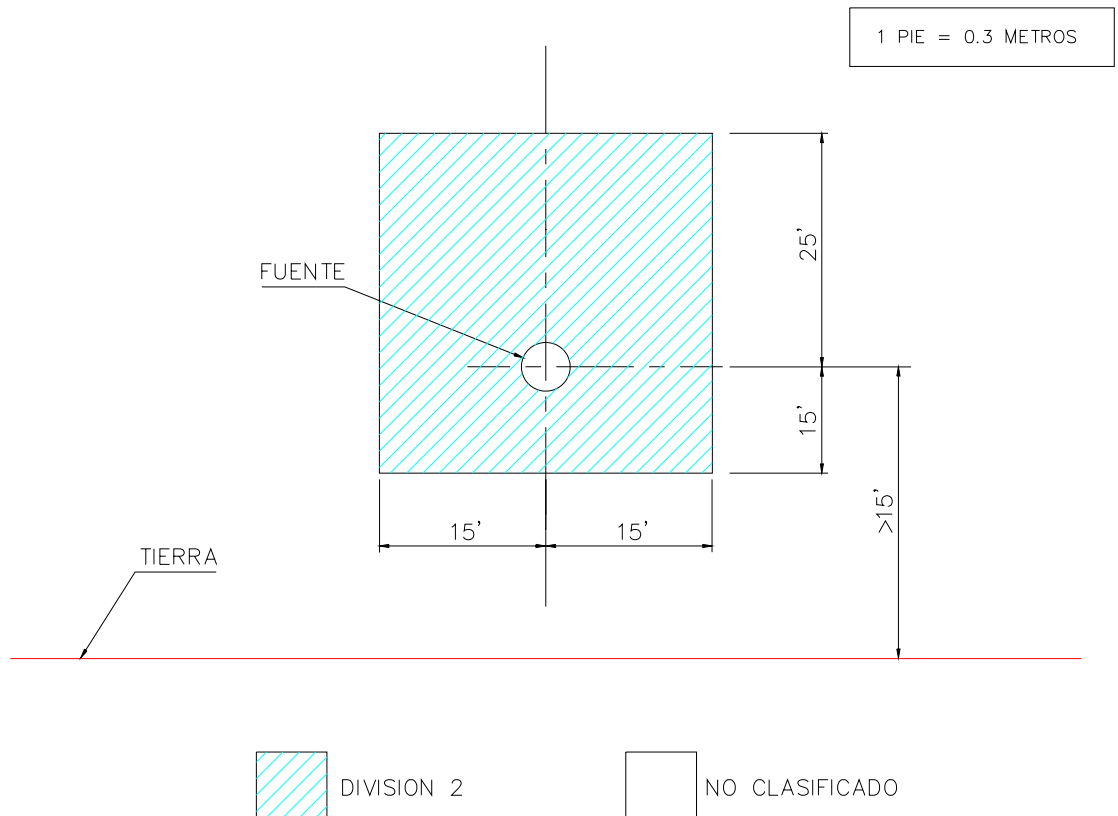
NOTA

1- LAS DISTANCIAS DADAS SON TIPICAS PARA REFINERIA
Y DEBEN SER USADAS CONSIDERANDO TODOS
LOS FACTORES DISCUTIDOS EN EL TEXTO

FUENTE DE EMISION EN LOCALIZACION ELEVADA
CON VENTILACION ADECUADA

(VAPORES MAS LIVIANOS QUE EL AIRE)

FIG 7



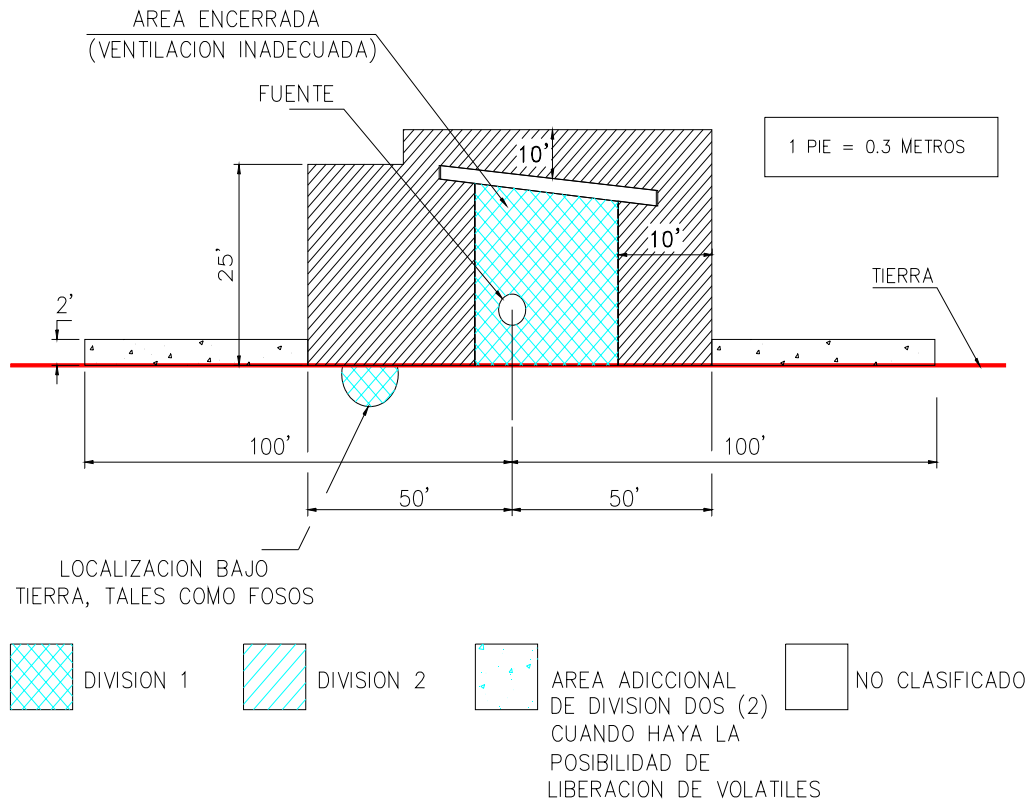
NOTA

- 1- APLIQUE DISTANCIA DE 50 PIES DESDE LA FUENTE DE VAPOR O 10 PIES DESDE PERIMETRO DEL EDIFICIO LO QUE SEA MAYOR EXCEPTO SI LAS PAREDES SON A PRUEBA DE FUGA DE GASES
- 2- LAS DISTANCIAS DADAS SON TIPICAS PARA REFINERIA Y DEBEN SER USADAS CONSIDERANDO TODOS LOS FACTORES DISCUTIDOS EN EL TEXTO

FUENTE DE EMISION EN AREA DE VENTILACION INADECUADA

(LIQUIDOS INFLAMABLES O VAPORES MAS PESADOS QUE EL AIRE)

FIG 8



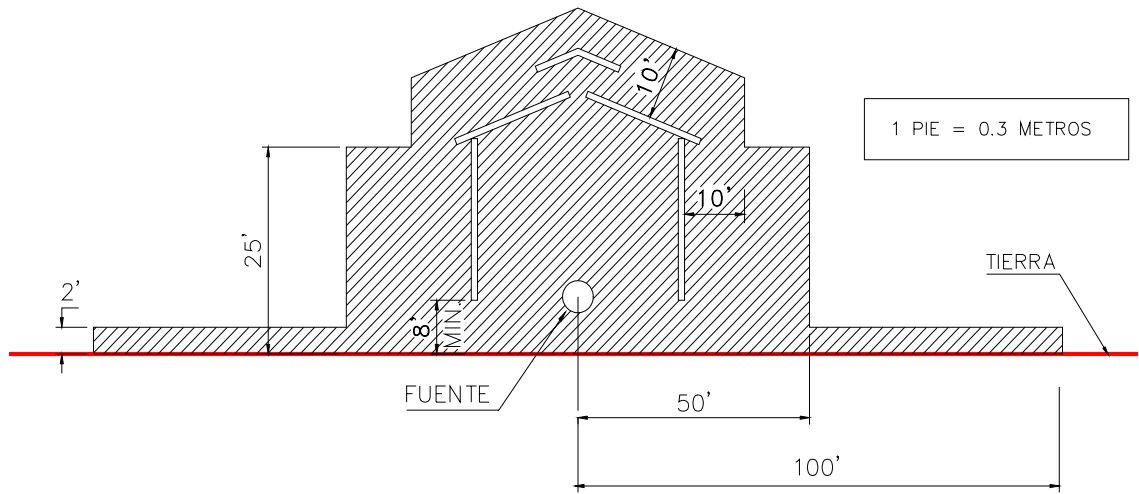
NOTA

- 1- APLIQUE DISTANCIA DE 50 PIES DESDE LA FUENTE DE VAPOR O 10 PIES DESDE PERIMETRO DEL EDIFICIO LO QUE SEA MAYOR EXCEPTO SI LAS PAREDES SON A PRUEBA DE FUGA DE GASES
- 2- LAS DISTANCIAS DADAS SON TIPICAS PARA REFINERIA Y DEBEN SER USADAS CONSIDERANDO TODOS LOS FACTORES DISCUTIDOS EN EL TEXTO

FUENTE DE EMISION LOCALIZADA EN UN EDIFICIO VENTILADO ADECUADAMENTE

(VAPORES MAS PESADOS QUE EL AIRE)

FIG 10



DIVISION 2



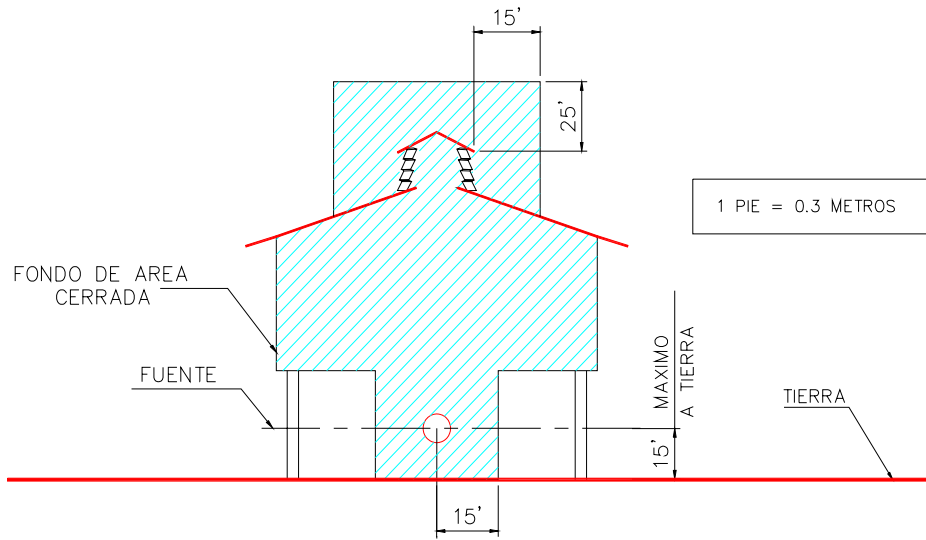
NO CLASIFICADO

NOTA

- 1- APLIQUE DISTANCIA DE 50 PIES DESDE LA FUENTE DE VAPOR O 10 PIES DESDE PERIMETRO DEL EDIFICIO LO QUE SEA MAYOR EXCEPTO SI LAS PAREDES SON A PRUEBA DE FUGA DE GASES
- 2- LAS DISTANCIAS DADAS SON TIPICAS PARA REFINERIA Y DEBEN SER USADAS CONSIDERANDO TODOS LOS FACTORES DISCUTIDOS EN EL TEXTO

CUBIERTA DE COMPRESION VENTILADA
(VAPORES MAS LIVIANOS QUE EL AIRE)

FIG 11



DIVISION 2



NO CLASIFICADO

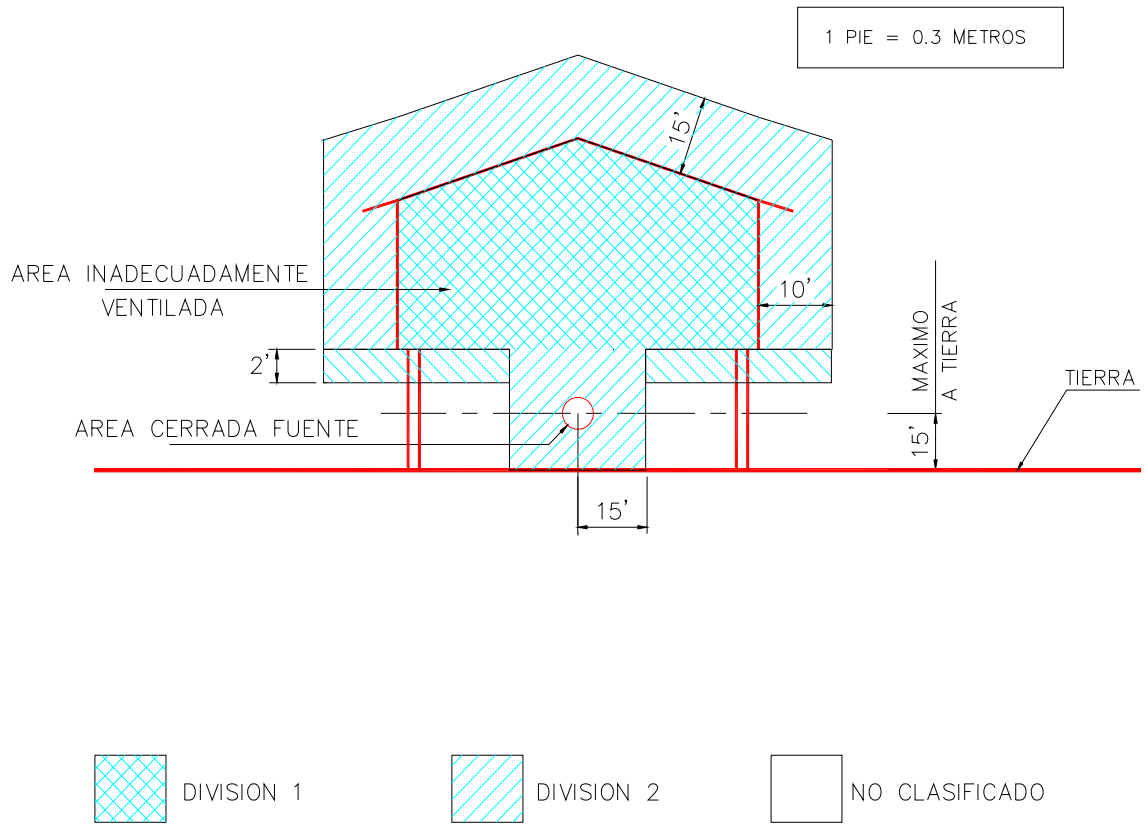
NOTA

1- LAS DISTANCIAS DADAS SON TIPICAS PARA REFINERIA
Y DEBEN SER USADAS CONSIDERANDO TODOS
LOS FACTORES DISCUTIDOS EN EL TEXTO

CUBIERTA DE COMPRESORES CON BAJA VENTILACION

(VAPORES MAS LIVIANOS QUE EL AIRE)

FIG 12



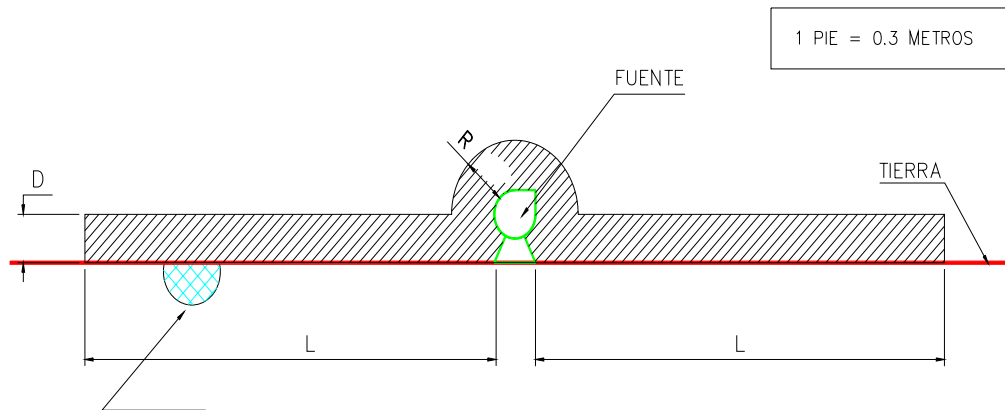
NOTA

1- LAS DISTANCIAS DADAS SON TIPICAS PARA REFINERIA Y DEBEN SER USADAS CONSIDERANDO TODOS LOS FACTORES DISCUTIDOS EN EL TEXTO

COMPRESOR QUE MANEJA LIQUIDOS
INFLAMABLES O ALTAMENTE VOLATILES

(VAPORES MAS PESADOS QUE EL AIRE)

FIG 13



1 PIE = 0.3 METROS

LOCALIZACION BAJO DE
TIERRA TALES COMO FOSOS

NIVEL	DISTANCIA		
	L	R	D
1. LIQUIDO, 275 PSIG O MENOS	10'	3'	2'
2. LIQUIDO MAS DE 275 PSIG (NOTA 1)	50'	25'	2'
3. LIQUIDO ALTAMENTE VOLATIL (NOTA 2)	100'	25'	2'



DIVISION 1



DIVISION 2



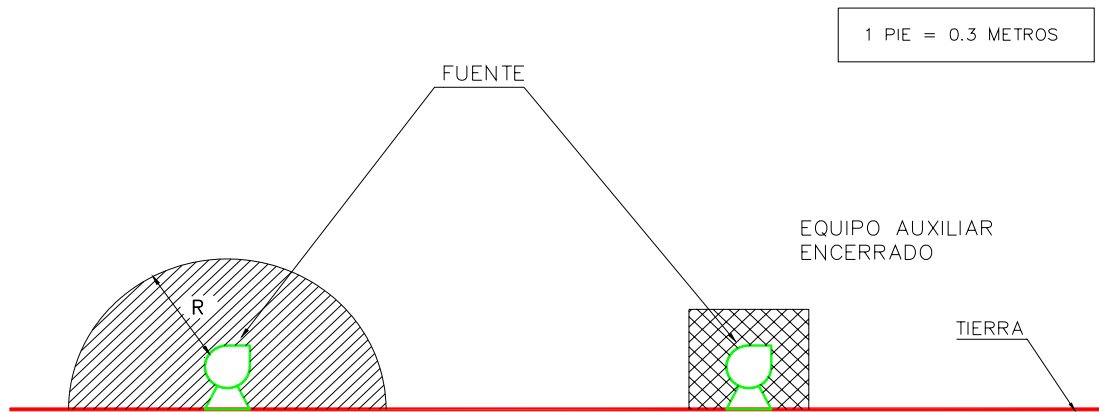
NO CLASIFICADO

NOTA

- 1- LAS DIMENSIONES DE NIVEL L PUEDEN SER UTILIZADAS EN BOMBAS PEQUEÑAS OPERANDO POR ENCIMA DE 275 PSIG DONDE ES PROBABLE QUE LA FUJGA SEA PEQUEÑA.
- 2- LA DIMENSION L PUEDEN SER REDUCIDA HASTA NO MENOS DE 50' DONDE ES PROBABLE QUE LA FUJGA SEA PEQUEÑA.

COMPRESORES LOCALIZADOS
EN UN AREA EXTERIOR
(VAPORES MAS LIVIANOS QUE EL AIRE)

FIG 14



DIVISION 1



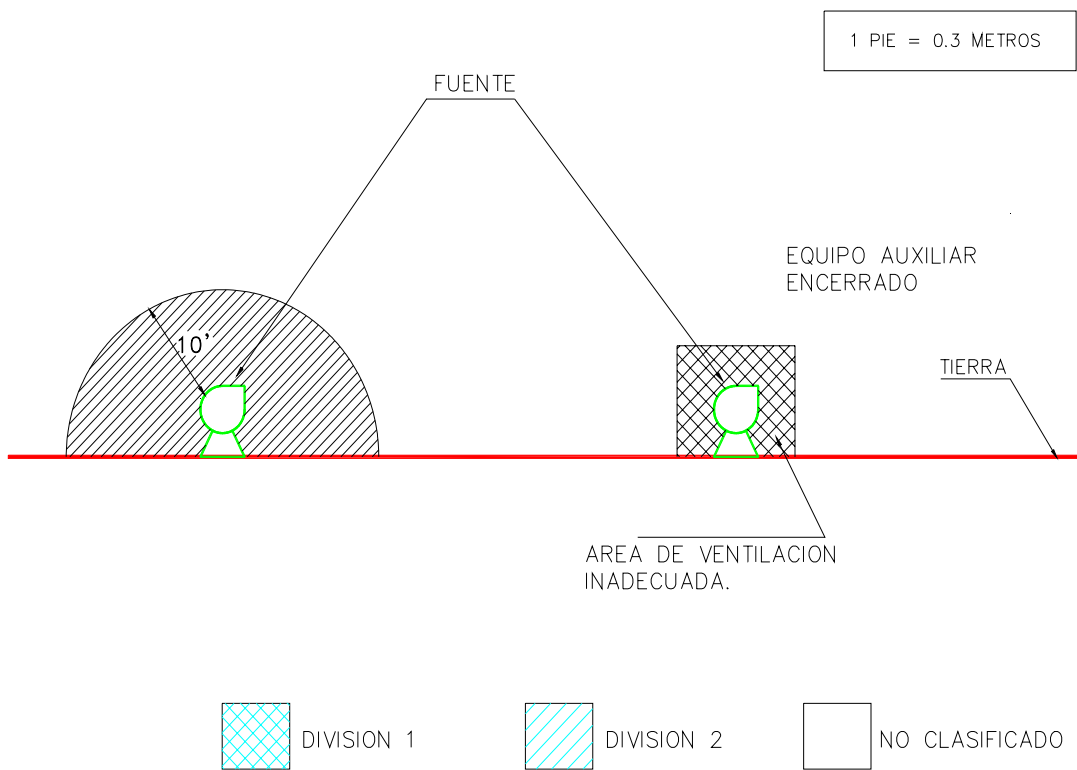
DIVISION 2

NIVEL	DISTANCIA
	R
1. GAS 275 PSIG O MENOS	10'
2. GAS POR ENCIMA DE 275 PSIG	25'

BOMBAS Y COMPRESORES LOCALIZADOS
EN UN AREA EXTERIOR
CON VENTILACION ADECUADA

(VAPORES MAS PESADOS QUE EL AIRE)

FIG 15



NOTA

- 1- APLIQUE DISTANCIA DE 50 PIES DESDE LA FUENTE DE VAPOR O 10 PIES DESDE PERIMETRO DEL EDIFICIO LO QUE SEA MAYOR EXCEPTO SI LAS PAREDES SON A PRUEBA DE FUGA DE GASES
- 2- LAS DISTANCIAS DADAS SON TIPICAS PARA REFINERIA Y DEBEN SER USADAS CONSIDERANDO TODOS LOS FACTORES DISCUTIDOS EN EL TEXTO

**Anexo D. “Planos típicos diseño de clasificación de áreas
en áreas típicas de proceso de gas natural en colombia”**

VER PLANIMETRÍA DE CLASIFICACIÓN DE ÁREAS #1



C:\PLANIMETRIA
CLASIFICACIÓN DE A

**VER PLANIMETRÍA DE CLASIFICACIÓN DE ÁREAS #2
DETALLES**



C:\PLANIMETRIA
CLASIFICACIÓN DE A