



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.  
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

**A LOS ASISTENTES A LOS CURSOS**

**L**as autoridades de la Facultad de Ingeniería, por conducto del jefe de la División de Educación Continua, otorgan una constancia de asistencia a quienes cumplan con los requisitos establecidos para cada curso.

El control de asistencia se llevará a cabo a través de la persona que le entregó las notas. Las inasistencias serán computadas por las autoridades de la División, con el fin de entregarle constancia solamente a los alumnos que tengan un mínimo de 80% de asistencias.

Pedimos a los asistentes recoger su constancia el día de la clausura. Estas se retendrán por el periodo de un año, pasado este tiempo la DECFI no se hará responsable de este documento.

Se recomienda a los asistentes participar activamente con sus ideas y experiencias, pues los cursos que ofrece la División están planeados para que los profesores expongan una tesis, pero sobre todo, para que coordinen las opiniones de todos los interesados, constituyendo verdaderos seminarios.

Es muy importante que todos los asistentes llenen y entreguen su hoja de inscripción al inicio del curso, información que servirá para integrar un directorio de asistentes, que se entregará oportunamente.

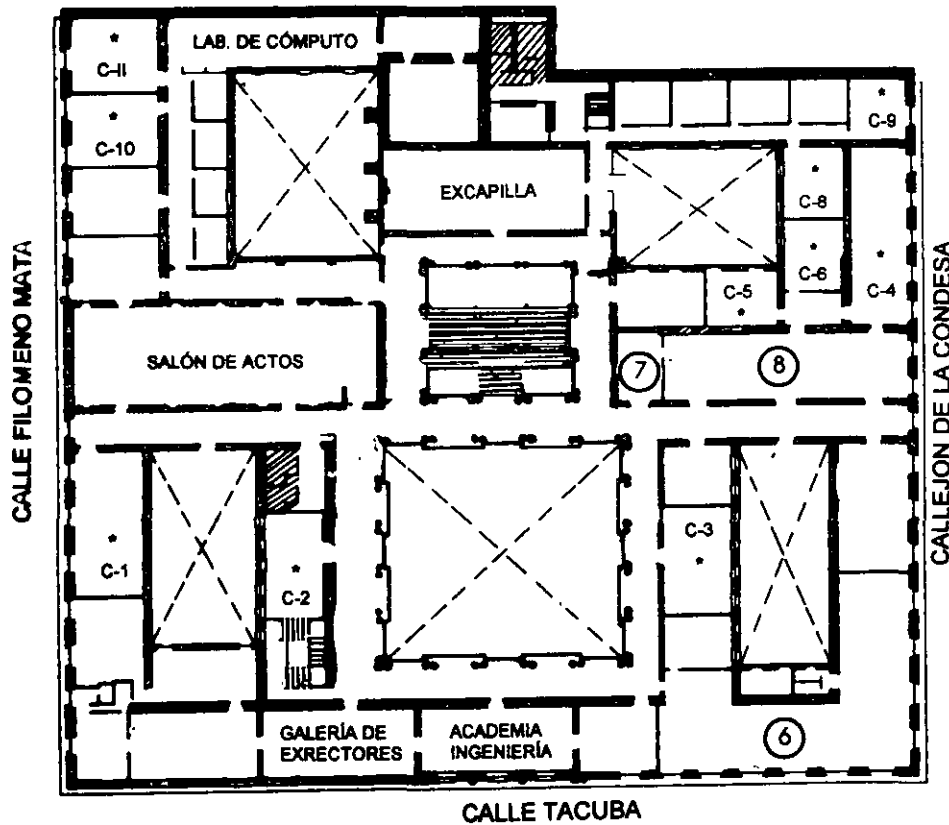
Con el objeto de mejorar los servicios que la División de Educación Continua ofrece, al final del curso deberán entregar la evaluación a través de un cuestionario diseñado para emitir juicios anónimos.

Se recomienda llenar dicha evaluación conforme los profesores impartan sus clases, a efecto de no llenar en la última sesión las evaluaciones y con esto sean más fehacientes sus apreciaciones.

**Atentamente**

**División de Educación Continua.**

# PALACIO DE MINERÍA



**1er. PISO**

## GUÍA DE LOCALIZACIÓN

1. ACCESO
  2. BIBLIOTECA HISTÓRICA
  3. LIBRERÍA UNAM
  4. CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN "ING. BRUNO MASCANZONI"
  5. PROGRAMA DE APOYO A LA TITULACIÓN
  6. OFICINAS GENERALES
  7. ENTREGA DE MATERIAL Y CONTROL DE ASISTENCIA
  8. SALA DE DESCANSO
- SANITARIOS
- \* AULAS

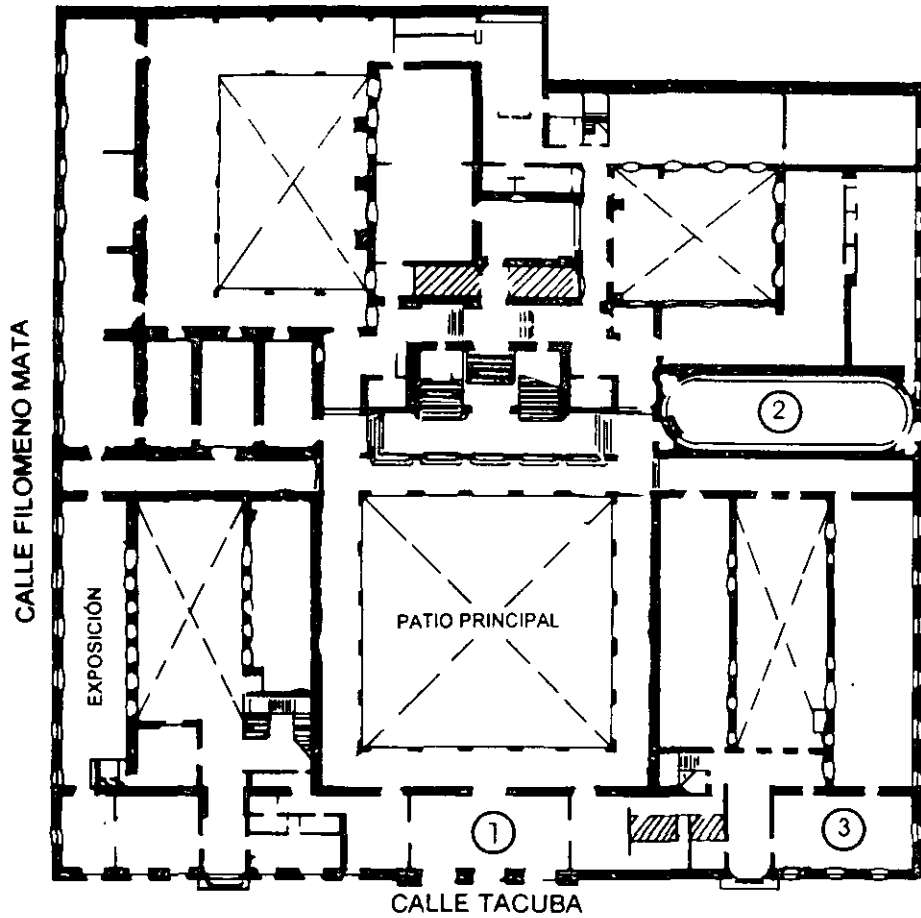


DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA  
FACULTAD DE INGENIERÍA U.N.A.M.  
CURSOS ABIERTOS

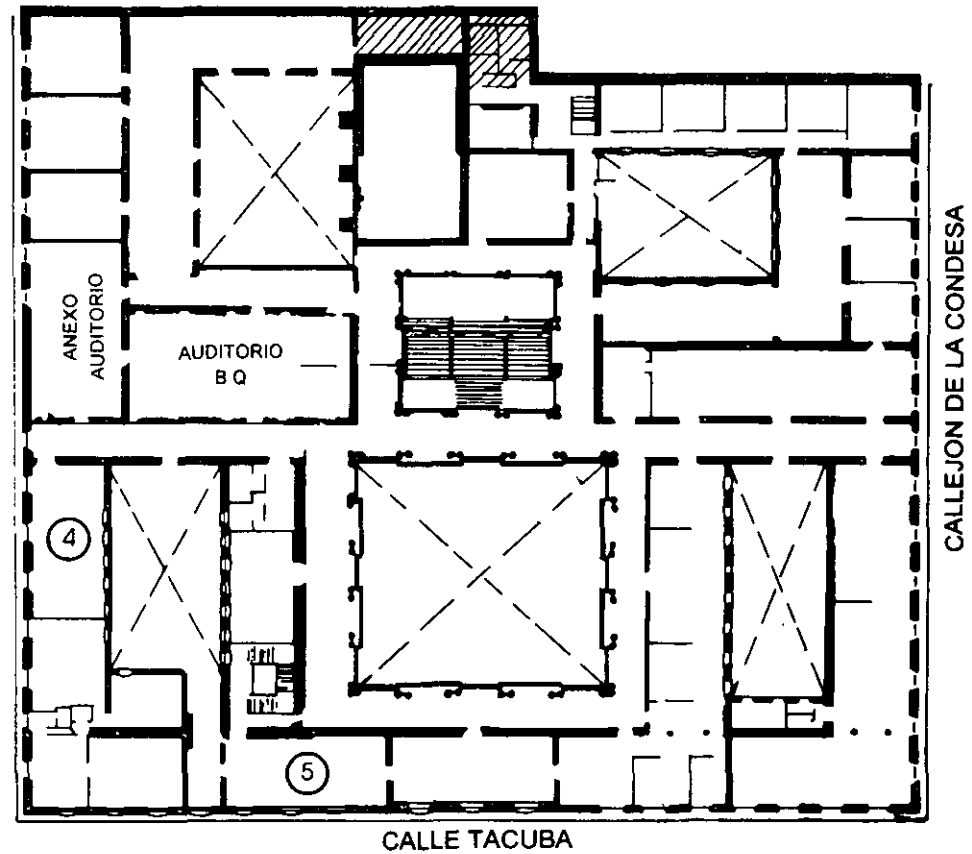
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA



# PALACIO DE MINERIA



**PLANTA BAJA**



**MEZZANINNE**



FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM  
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA

# CURSOS ABIERTOS

CLAVE: CA-333

DIPLOMADO EN USO Y MANEJO DEL GAS NATURAL

MÓDULO I: NORMATIVIDAD NACIONAL PARA EL MANEJO DEL GAS NATURAL

**TEMA**

**ORIGEN DEL GAS NATURAL**

**DEL 5 AL 12 ABRIL DE 2004**

**ING. ALFREDO SÁNCHEZ FLORES**  
**PALACIO DE MINERÍA**  
**ABRIL DE 2004**



# **DIPLOMADO EN USO Y MANEJO DE GAS NATURAL**

**DECFI-UNAM  
CIME-AMIME  
Abril de 2004**

# **MÓDULO I**

## **NORMATIVIDAD NACIONAL PARA EL MANEJO DEL GAS NATURAL**

**ASPECTOS GENERALES E  
INTRODUCCIÓN  
AL MANEJO DEL GAS NATURAL**

... origen de las reservas...

La historia nos indica que los seres humanos siempre han centrado su interés en el petróleo y el gas. Los pueblos de distintos continentes ya utilizaban el petróleo en ,sus diferentes manifestaciones, en la medicina, la construcción, como combustibles, de lubricantes, en el alumbrado y en aplicaciones militares.

Actualmente, el desarrollo en todas las ramas de la industria se relaciona con el empleo del petróleo y el gas.

El petróleo es necesario en casi todas los tipos de industria, transporte y agricultura.

El petróleo y el gas son excelentes materias primas para la industria química.

De estos se obtienen plásticos, fibras textiles sintéticas, abonos, alcoholes, medicamentos, entre otros. El alto poder calorífico

del petróleo y el gas en relación con otros combustibles determina su gran importancia dentro del contexto mundial

## Composición y propiedades del petróleo y el gas.

El petróleo es un líquido oleaginoso, de color marrón oscuro. Los principales elementos que figuran dentro de su composición son el carbono y el hidrógeno. El contenido de carbono en los petróleos oscila entre el 80 y el 87, y de hidrógeno, entre el 11 y el 15%.

El carbono y el hidrógeno en los petróleos están combinados entre sí de forma tal que forman compuestos hidrocarbonados:

- a) Parafínicos ( metanoicos)  
ó alcanos de fórmula  $C_nH_{2n+2}$ ,
- b) Nafténicos (ciclanos) ó  
de fórmula  $C_nH_{2n}$  y
- c) Aromáticos (arenos)

Los más comunes son los petróleos metanoico- nafténicos.

El petróleo también contiene compuestos como azufre, nitrógeno y oxígeno. El contenido de oxígeno oscila entre cero y el 5%; de nitrógeno, de nitrógeno, entre cero y 3%; y de azufre, entre cero y el 5%; respectivamente los petróleos pueden ser oxidados, nitrogenados y sulfurosos. Además también contienen impurezas como V, P, K, Ni, Si, Ca, Fe y cenizas, entre otros.



El petróleo puede ser no parafinosos (menos del 1%), ligeramente parafinosos (1 a 2%) y parafinosos (más del 2%). Según su contenido de azufre, el petróleo puede ser dulces (menor que el 0.5%) y sulfurosos (más que el 0.5%). Según el contenido de resinas pueden ser pobres (hasta del 5%), resinosos (del 5 al 15%) y de alto contenido de resinas (más del 15%).

La densidad del petróleo a 20° C es oscila entre 0.739 a 1.06 g/cc.

La viscosidad del petróleo en condiciones de capas sedimentarias varía dentro de amplios límites y depende de su composición, la presión de la capa, la temperatura y el gas disuelto en el petróleo. Al aumentar la temperatura disminuye la viscosidad del petróleo. Al aumentar la cantidad de gas disuelto en los petróleos, la viscosidad disminuye considerablemente

El petróleo de capa sedimentaria representa una mezcla de hidrocarburos líquidos y gaseosos que se encuentran en estado líquido de agregación. La solubilidad del gas en el petróleo depende de la composición de esos dos combustibles, así como de la presión y la temperatura de la capa. La presión a la que todo el gas se encuentra disuelto en el petróleo se llama presión de saturación. Cuando la presión de la capa es inferior a la presión de saturación del petróleo, el gas disuelto en este último se desprende de él.

la presión de la capa, entonces el petróleo se encuentra saturado de gas. Los gases más pesados, en condiciones normales, se disuelven en los petróleos a presiones más bajas que los gases más ligeros.

La solubilidad del etano en el petróleo es 1.5 veces mayor que la solubilidad del metano. En los petróleos más livianos, los gases hidrocarbonados se disuelven mejor que en los petróleos pesados.

A temperatura constante, la cantidad de gas disuelto es proporcional a la presión (Ley de Henry).

Los gases naturales están compuestos por hidrocarburos parafínicos metanoicos.

Uno de los gases hidrocarbonados más difundidos en la naturaleza es el metano.

Este en diferentes proporciones, se encuentra en todos los gases naturales y frecuentemente forma acumulaciones

importantes. Otros gases hidrocarbonados contenidos en los gases naturales, aunque en bajas proporciones, son el etano, propano, butano y otros.

Entre los gases naturales de la serie sedimentaria, que forman acumulaciones industriales, se encuentran:

- a) los gases secos,
- b) los gases del petróleo asociados,
- c) los gases de los yacimientos de gas y condensado y
- d) los gases de yacimientos de carbón.

mezclas de metano (97 al 98%) con gases pesados como etano, propano y butano (del 2 al 3%).

Los gases de petróleo asociados (ó secundarios) representan en sí una mezcla de metano con hidrocarburos pesados como etano, propano, butano y vapores de hidrocarburos líquidos pesados como el pentano, hexano y otros. La cantidad de hidrocarburos pesados con el gas asociado se presenta del orden del 10 al 50% También contiene, gas carbónico, nitrógeno, helio, argón, ácido sulfhídrico e hidrógeno.

condensado contienen una gran cantidad de hidrocarburos pesados, del orden del 10%. Los gases de yacimientos de carbón suelen contener mucho metano y estar enriquecidos, en diferentes proporciones, con bióxido de carbono y nitrógeno. El contenido de estos últimos componentes en la mezcla de gases está condicionado por el intercambio de gases con la atmósfera y aumenta a medida que el depósito se aproxima a la superficie de la Tierra. Los gases de los yacimientos de carbón, como regla, no contienen hidrocarburos pesados.



hidrocarburos pesados. Los gases combustibles naturales pueden encontrarse en forma de depósitos independientes en los yacimientos carboníferos y puramente gasíferos, formar una especie de sombrero sobre el depósito de petróleo, o bien permanecer en estado disuelto en el depósito en el petróleo como gas asociado.

Gas	Fórmula	Teb	Tcr	Pcr Mpa	$\rho_{atn}$	Pat rel	M	$\nu$	Solubilidad en agua destilada
Metano	CH <sub>4</sub>	-161.6	-82.5	4.58	0.7166	0.555	16.043	0.0109	0.0331
Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	-88.7	32.0	4.82	1.3561	1.049	30.070	0.0092	0.047
Propano	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	-47.7	91.0	4.55	2.0193	1.562	44.097	0.080	0.037
Butano	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	-11.7	135.0	3.70	2.6720	2.064	58.124	0.073	0.036
Pentano	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	36.4	197.2	3.30	3.2159	2.487	72.147	0.0062	-

# Reservas Y Explotación De Petróleo Y De Gas En El Mundo

La industria del petróleo y el gas en el mundo. A finales del siglo pasado se extraía petróleo y gas en más de 70 países.

Durante toda la historia de explotación de petróleo, del subsuelo terrestre se han extraído más de 70 mil millones de toneladas de este combustible. Las reservas de hidrocarburos se hallan distribuidas muy irregularmente: el 82% de las reservas mundiales de gas y el 80% de las reservas mundiales del petróleo están concentradas en 15 países.

Grandes reservas de petróleo se encuentran concentradas en el Medio Oriente (44.2 mil millones de toneladas), hay 4 veces menos petróleo en Norteamérica y 13 veces menos en América Latina y la región del Caribe. Los grandes éxitos alcanzados en la búsqueda de petróleo en los sectores británico y noruego del Mar del Norte permitieron llevar las reservas petroleras en Europa Occidental hasta 2.3 mil millones de toneladas.

En cuanto a las reservas de gas natural, para fines del siglo pasado ocupaban el primer lugar los países del medio Oriente (17 billones de metros cúbicos), a ellos les seguían África(5.9 billones de metros cúbicos), Estados Unidos(5.6 billones de metros cúbicos) y Europa Occidental (4.3 billones de metros cúbicos)

de las reservas mundiales del petróleo se concentran en 83 grandes yacimientos, y el 65% de las reservas de gas, en 119 yacimientos. Las reservas probadas de petróleo y de gas permiten asegurar un elevado nivel de extracción en muchos países. En los últimos 20 años, el volumen de petróleo extraído aumentaba constantemente duplicándose en los últimos diez años

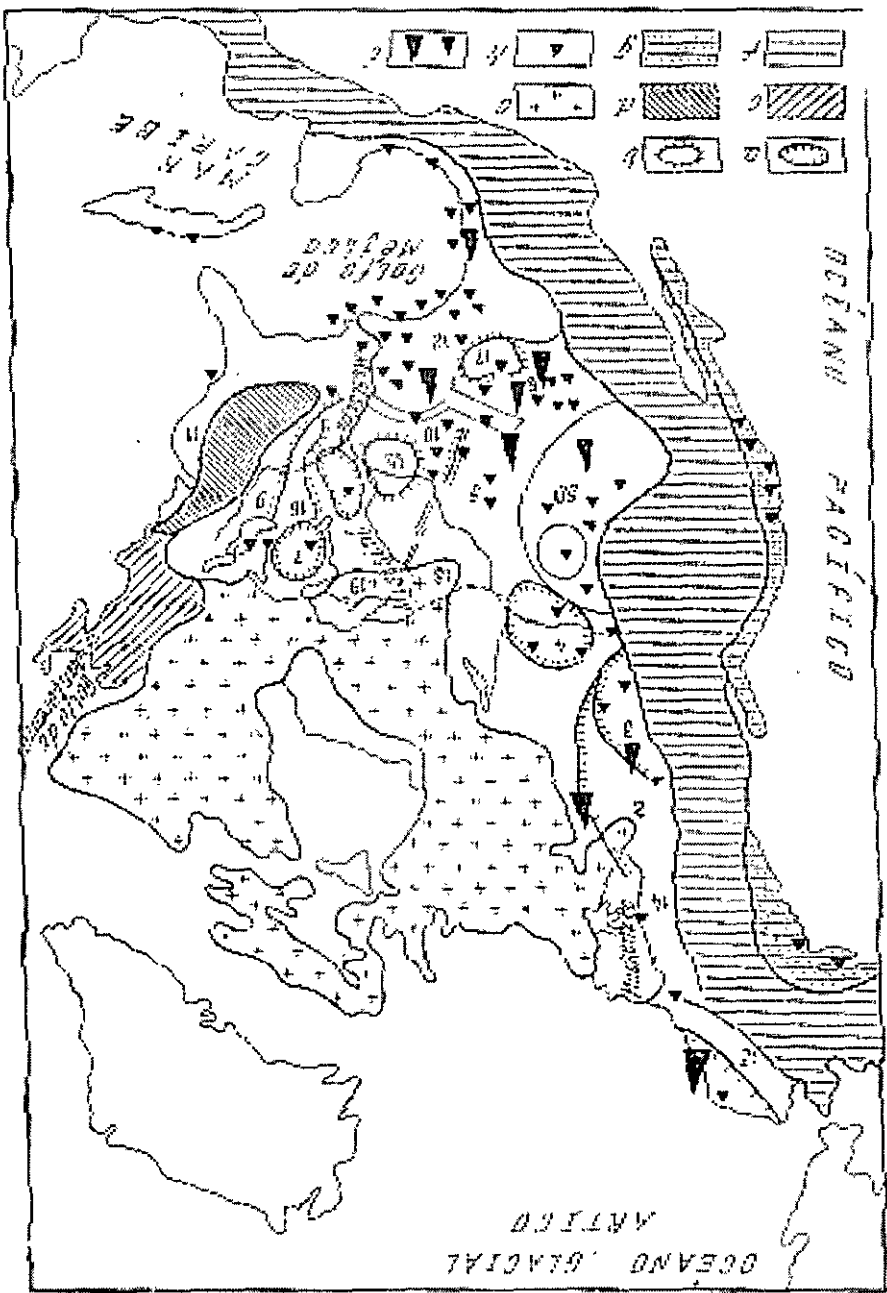
A finales del siglo pasado la extracción mundial de petróleo en los países desarrollados (30%) y países en desarrollo(70%) fueron más de 2.5 mil millones de toneladas , y la extracción de gas, rebasó Un billón de metros cúbicos.

Los rápidos y acelerados ritmos de desarrollo se dan en la industria del gas natural, no obstante su relativamente reciente explotación. Aún a mediados del siglo pasado el gas natural se extraía en cantidades insignificantes.



Aproximadamente la mitad de toda la extracción anual de gas corresponde a Estados Unidos.

En los países de África del Norte y del Oriente Medio, que poseen enormes reservas de gas natural, su extracción (186 mil millones de metros cúbicos al año) se ve frenada por el consumo insuficiente en el interior de estos propios países y por la dificultad de su transporte a países de Europa Occidental y al Japón,



En los últimos años se observa el incremento acelerado de las reservas de gas en los países de Europa Occidental. En el año 1960 el lote de estos países en las reservas mundiales constituía unos cuantos puntos porcentuales, y hoy día constituye no más allá del 10%.

En el mundo en general, los trabajos de búsqueda y prospección de nuevos territorios constituyen el principal medio de incremento de las reservas de petróleo y de gas, así como de elevación del nivel de su explotación.

Cada vez más países se incorporan a la búsqueda y exploración de estos valiosos minerales: si en los 50 trabajos de búsqueda y exploración de petróleo y gas se realizaban en 55 naciones; a fines de siglo trabajaban más de 150. Con el aumento de esos trabajos en tierra, en los últimos años se observa con evidencia la tendencia de ampliarlos en los enormes océanos.

Actualmente 34 países realizan trabajos de explotación de petróleo y gas en zonas acuosas. En muchas naciones se lleva a cabo el estudio geólogo-geofísico del fondo del mar, con el fin de descubrir estructuras favorables para la ejecución de sondeos de búsqueda de petróleo y gas.

En el presente ya han sido revelados más de 500 yacimientos de petróleo y más de 100 de gas en distintos espacios acuosos del mundo: en el golfo de México, en el mar Caribe, en las costas de California y de Alaska, en el mar del Norte y el mar Rojo, en el golfo Pérsico, en las costas de Australia y en otras regiones.

En marzo de 1982 se obtuvo la primera importante afluencia industrial de petróleo en el golfo de Adén. Estos descubrimientos han permitido apreciar altamente las perspectivas de acumulación de petróleo y gas en las zonas acuosas de la Tierra.



A juicio de una serie de investigadores, en las zonas de la plataforma continental (7.5% de los océanos) se concentran más de la mitad de las reservas de petróleo y de gas de la corteza terrestre

Este pronóstico bastante argumentado ha de confirmarse sin duda alguna, y entonces los espacios marinos situados sobre el subsuelo muy favorable para la acumulación de petróleo y gas, en el futuro se convertirán en los principales centros de desarrollo de la industria de extracción de petróleo y gas del mundo.

En México se conocen cerca de 300 yacimientos de petróleo y más de 130 de gas natural fundamentalmente desarrollados en la parte meridional de la cuenca petrolífera-gasífera del golfo de México, que tiene una potencia de casi de 15 Km. Son petrolífera-gasíferos los sedimentos del Cenozoico, Cretáceo y Jurásico

Las reservas más importantes están vinculadas al atolón de arrecifes hundidos («<Cinturón dorado») que se extiende en una longitud de más de 200 km.

Las perspectivas estimadas de la capacidad petrolífero-gasífera de México se hallan relacionadas con la zona del golfo de México.



**FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM  
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA**

# **CURSOS ABIERTOS**

**CLAVE: CA-333**

**DIPLOMADO EN USO Y MANEJO DEL GAS NATURAL  
MÓDULO I: NORMATIVIDAD NACIONAL PARA EL MANEJO DEL GAS NATURAL**

**TEMA**

**CAPITULO 2  
COMBUSTIÓN ESTEQUIOMÉTRICA Y AIRE  
PARA LA COMBUSTIÓN**

**DEL 5 AL 12 ABRIL DE 2004**

**ING. ALFREDO SÁNCHEZ FLORES  
PALACIO DE MINERÍA  
ABRIL DE 2004**

## **CAPITULO 2 Combustión estequiométrica y aire para la combustión**

### **2.1 Definiciones**

En cualquier instante y lugar el oxígeno se combina con otros elementos. Este es un proceso clásico de oxidación. Interesa estudiar aquí a fondo un proceso muy particular de oxidación; esto es, la combustión.

#### **COMBUSTION**

Se define como combustión a aquél proceso de oxidación rápida, en el cual el oxígeno reacciona con materiales combustibles para producir energía calorífica, generalmente en forma de gases de alta temperatura.

La gran mayoría de la energía calorífica utilizada por la humanidad, se produce por la ignición de combustibles sólidos, líquidos ó gaseosos con oxígeno contenido en el aire atmosférico, formando productos gaseosos durante el proceso. Los explosivos y ciertos combustibles no requieren aire para realizar la combustión, ya que el oxígeno necesario se encuentra químicamente ligado a ellos.

#### **Combustión Teórica ó Estequiométrica**

La combustión se denomina teórica o estequiométrica -conocida como completa- cuando todo el combustible se ha oxidado al máximo para producir  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{O}$  y  $\text{SO}_2$ .

Si la combustión es incompleta, los productos de la combustión poseen sustancias todavía capaces de ser oxidados como cenizas, hollín ó gases combustibles como el  $\text{CO}$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{CH}_4$  y otros hidrocarburos. En este caso, no queda oxígeno libre. El propósito que se persigue en una buena combustión es evitar que ésta sea incompleta, ya que se relaciona a las pérdidas de combustible, energía y contaminación ambiental.

#### **Combustión con Exceso de Oxígeno**

La combustión real exige un exceso de oxígeno para llevar a cabo en forma completa la química de la combustión. Esto es, el combustible requiere una cantidad extra de oxígeno de la calculada en forma estequiométrica. En el uso cotidiano se suele manejar con el calificativo de "exceso de aire".

El exceso de aire se justifica por existir dificultad para lograr el contacto perfecto entre las moléculas de oxígeno, del aire, y los elementos constitutivos del

combustible a ser oxidados. Se dice también que el exceso de aire sirve para incrementar la probabilidad de choque de ambos participantes.

Esto quiere decir que el exceso de aire asegura una combustión completa y, por ende, evita la generación de productos indeseables característicos de la combustión incompleta.

Más sin embargo, los exagerados excesos de aire en Generadores de Vapor motivan deterioros en las eficiencias Termodinámicas, sumados a otras consecuencias importantes de orden ecológico.

En términos reales, y estrictamente hablando, es obvio aclarar que no existen combustiones estequiométricas aun con excesos de aire apropiados. Siempre se presentan como productos de combustión algunos compuestos gaseosos semioxidados; claro está, en pequeñas proporciones. Véase Figura(2.1).

Oxígeno		Carbono		
				CO <sub>2</sub>
				CO
				SO <sub>x</sub>
				O <sub>2</sub>
Nitrógeno	+	Hidrógeno	=	
		Azufre		NO <sub>x</sub>
		Oxígeno		
Vapor de agua		Nitrógeno		H <sub>2</sub> O
		Cenizas		Cenizas
		Agua		Desechos
				C <sub>n</sub> H <sub>m</sub>

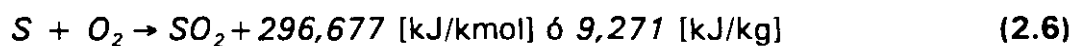
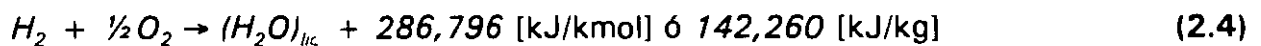
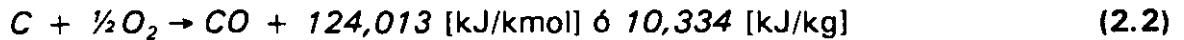
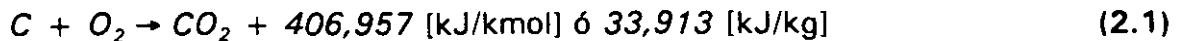
Aire suministrado	+	Combustible	=	Productos
-------------------	---	-------------	---	-----------

Figura 2.1

## 2.2 Ecuaciones Estequiométricas de combustión

De acuerdo a los conceptos de análisis químico es posible establecer las ecuaciones estequiométricas de mayor interés aplicado a un cierto combustible. En estas ecuaciones, el primer miembro contiene los reactantes, representados por el componente sujeto a oxidación más el oxidante, ambos dispuestos para la combustión, y el segundo miembro, los productos o gases generalmente, formados por la combustión más los poderes calóricos.

Los principales componentes de todo combustible orgánico ó hidrocarburo son: carbono (C) e hidrógeno( $H_2$ ); además, el azufre (S) puede estar presente en pequeñas cantidades. Entonces, la mayor parte de los procesos de combustión se pueden circunscribir a las siguientes ecuaciones básicas:



en dichas ecuaciones:

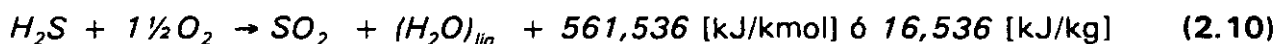
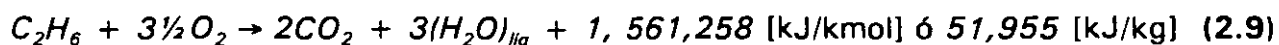
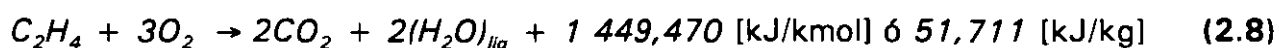
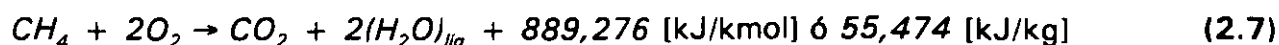
- $O_2$  representa 32 kg de oxígeno;
- $CO_2$  representa 44 kg de bióxido de carbono;
- $H_2$  representa 2 kg de hidrógeno y
- S representa 32 kg de azufre.

En los casos del carbono (C) y el azufre (S), que evidentemente son sólidos, se ocupan los pesos atómicos ya que el número de átomos en la molécula resulta incierto. Cuando se forma agua en la combustión, su estado final, ya sea líquido o vapor, se han indicado con un subíndice.

Debido a que un kilomol [kmol] (por ejemplo) de cualquier gas ocupa el mismo volumen a las mismas condiciones de temperatura y presión, el volumen de  $CO_2$  producido por la combustión de carbono es igual al volumen del oxígeno consumido bajo las mismas condiciones. Si se desprecia el volumen de carbono sólido, entonces no ocurre variación en el volumen durante el proceso de combustión. Lo mismo pasa para otros combustibles sólidos como azufre, por ejemplo. Entonces, la combustión del carbono en monóxido de carbono (CO) da un incremento de volumen en 0.5; en cambio, la combustión del CO y  $H_2$  experimentan un decremento en el volumen de 1.5 kmol de reactivos a 1 kmol de productos de combustión.



Si se analizan, para el caso de algunos gases, las ecuaciones:



Se puede observar que, por ejemplo, en los casos del metano ( $CH_4$ ) y del etileno ( $C_2H_4$ ) no existe cambio en el volumen después de la combustión. En el caso del etano y todos los hidrocarburos con más de cuatro átomos de hidrógeno, se presenta un incremento de volumen en sus productos.

Las cantidades indicadas en las ecuaciones anteriores consideran los reactantes (carburante y comburente) inicialmente a  $0^\circ C$  y los productos de la combustión finalmente enfriados hasta  $0^\circ C$ .

### 2.3 Oxígeno y aire necesario para la combustión y sus productos, caso combustibles sólidos y líquidos.

Generalmente en textos tradicional y en manuales de ingeniería se presentan ecuaciones para el cálculo del oxígeno y aire necesario para la combustión, cuya procedencia se ignora y hasta parecen fórmulas empíricas. En esta sección se deducirán las ecuaciones correspondientes, paso por paso, por los cambios másicos y molares.

#### 2.3.1 Análisis másico

Para este análisis se requiere, obviamente, conocer la composición másica del combustible, en cuanto a carbono (C), hidrógeno ( $H_2$ ) y azufre (S).

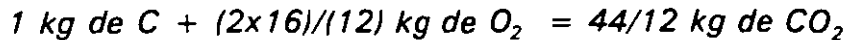
Tomando el caso de combustión completa, la ecuación para el carbono resulta:



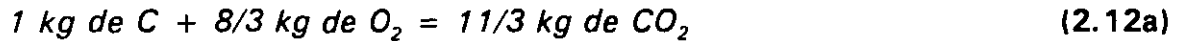
Lo cual expresado en términos de sus masas moleculares queda:

$$12 \text{ kg de } C + (2 \times 16) \text{ kg de } O_2 = 44 \text{ kg de } CO_2$$

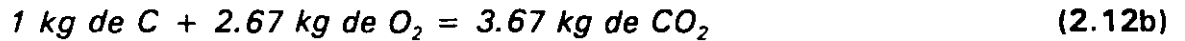
o también para 1 kg de carbono da:



o es lo mismo:



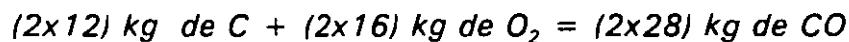
ó



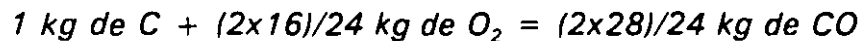
Para el caso de combustión incompleta aplicada al carbono:



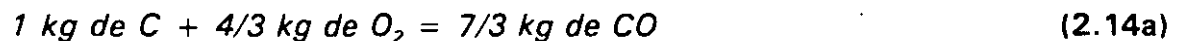
en términos de masas moleculares:



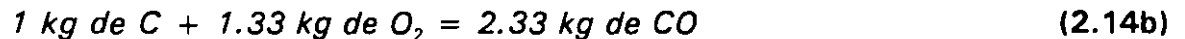
también:



ó



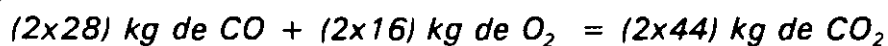
y



la oxidación posterior para el CO resulta:



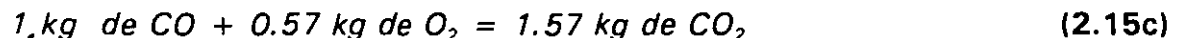
o bien



seguido de lo anterior



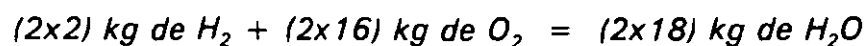
ó



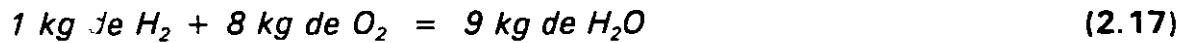
El hidrógeno, como componente importante, forma agua según su ecuación estequiométrica.



o bien:



o sea:



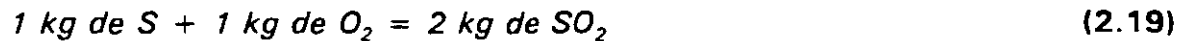
Por último, para el azufre, contenido en el combustible, queda la ecuación:



o lo que es lo mismo:



o sea



En síntesis, para una combustión completa de:

1 kg de carbono se necesitan 2.67(8/3) kg de  $O_2$

1 kg de hidrógeno se necesitan 8 kg de  $O_2$

1 kg de azufre se necesita 1 kg de  $O_2$

Por tanto, la cantidad mínima o estequiométrica de oxígeno para un kilogramo de combustible sólido o líquido, dada su composición másica de  $c$ ,  $h$  y  $s$ , queda determinada por:

$$O_{min} = 8/3c + 8h + s - o$$

$$ó \quad [kg_{O_2}/kg_c] \quad (2.20)$$

$$O_{min} = 2.67c + 8h + s - o$$

donde:

$o$  es la fracción másica de oxígeno ya contenido en el combustible.

Las unidades de la ecuación (2.20) indican kilogramos de oxígeno por cada kilogramo de combustible. Esta ecuación puede estar expresada en unidades de volumen de la siguiente forma:

$$O_{min} = (8/3c + 8h + s - o)/\rho_{O_2} [Nm^3/kg_c] \quad (2.21)$$

donde:

$\rho_{O_2}$  1.429 kg/Nm<sup>3</sup> es la densidad del oxígeno en condiciones normales de presión y temperatura. Frecuentemente se refieren las condiciones de combustión a estos parámetros normales; sin embargo, para ciertas condiciones de operación de equipos de combustión, el oxígeno mínimo en unidades de volumen se determina con la densidad correspondiente.

Tomando en cuenta que el oxígeno se encuentra en el aire atmosférico en 23%, fracción másica, y 21%, fracción molar, las ecuaciones (2.20) y (2.21) se transformarán en aire mínimo para la combustión. Esto es:

$$X_{min} = O_{min} / 0.23$$

$$X_{min} = (8/3c + 8h + s - o) / 0.23 \quad [\text{kg}_a/\text{kg}_c] \quad (2.22)$$

o también:

$$X_{min} = O_{min} / 0.21$$

$$X_{min} = (8/3c + 8h + s - o) / [(1.429)(0.21)] \quad [\text{Nm}^3/\text{kg}_c] \quad (2.23)$$

donde:

$X_{min}$  es el aire mínimo y estequiométrico necesario para la combustión y se expresa en kilogramos o metros cúbicos normales de aire por cada kilogramo de combustible.

Las proporciones másicas y molares tomadas aquí son valores aproximados y son apropiados para los niveles de Ingeniería.

En la Tabla (2.1) se dan, en forma detallada, las composiciones másicas y molares (volumétricas) del aire atmosférico.

Elemento	Fracción másica $x_i$	Fracción molar $f_i$
N <sub>2</sub>	0.7547	0.7803
O <sub>2</sub>	0.2320	0.2099
A	0.0128	0.00933
CO <sub>2</sub>	0.00046	0.00030
H <sub>2</sub>	0.00001	0.00010
Ne	0.000012	0.000018
He	0.0000007	0.000005
Kr	0.000005	0.000001
X	0.0000004	0.0000009

Tabla 2.1 Composición del aire atmosférico

### 2.3.2 Análisis molar

En forma alterna se pueden encontrar expresiones anteriores ocupando entidades molares. Es decir:

1 kmol de C (o sea 12 kg) necesita para su combustión 1 kmol de O<sub>2</sub> (o sea 32 kg);  
 1 kmol de H<sub>2</sub> (o sea 2 kg) necesita para su combustión ½ kmol de O<sub>2</sub> (o sea 16 kg)  
 y 1 kmol de S (o sea 32 kg) necesita para su combustión 1 kmol de O<sub>2</sub> (o sea 32 kg)

Sumando las necesidades de oxígeno, se tiene

$$O_{\min} = \frac{c}{12} + \frac{h}{4} + \frac{s}{32} - \frac{o}{32} \quad \left[ \frac{\text{kmol}}{\text{kg}} \right] \quad (2.24a)$$

o también:

$$O_{\min} = \frac{1}{12} \left[ \frac{c}{12} + \frac{h}{4} + \frac{s}{32} - \frac{o}{32} \right] \left[ \frac{\text{kmol}}{\text{kg}} \right] \quad (2.24b)$$

puesto que el volumen normal molar es:

$v_N = 22.41 \text{ Nm}^3/\text{kmol}$ , el volumen de oxígeno requerido será:

$$O_{\min} = 22.41 \left[ \frac{c}{12} + \frac{h}{4} + \frac{s}{32} - \frac{o}{32} \right] \left[ \frac{\text{kmol}}{\text{kg}_c} \right] \quad (2.25a)$$

ó

$$O_{\min} = \frac{22.41}{12} \left[ c + 3 \left( h - \frac{o - s}{8} \right) \right] \left[ \frac{\text{Nm}^3}{\text{kg}} \right] \quad (2.25b)$$

$$O_{\min} = 1.8675 \sigma \quad [\text{Nm}^3/\text{kg}_c] \quad (2.25c)$$

donde:

$$\sigma = 1 + \frac{3}{c} + \left[ h - \frac{o - s}{8} \right] \quad (2.26)$$

Es el primer coeficiente característico de Mollier que representa la relación del oxígeno requerido por el combustible a el oxígeno requerido para quemar carbón solamente, ó como la relación del oxígeno requerido por el combustible a el contenido de carbono, ambos medidos en [kmol] o en [Nm<sup>3</sup>]. Cuando se trata de gases, el contenido de carbono se encuentra en los compuestos como CO, CO<sub>2</sub>, etc.

Ahora, multiplicando la ecuación (2.24a) por la masa molecular del oxígeno,  $M_{O_2}$   
 $= 32 \text{ kg/kmol}$ ,

$$O_{\min} = 32 \left[ \frac{c}{12} + \frac{h}{4} + \frac{s}{32} - \frac{o}{32} \right] \cdot \left[ \frac{\text{kg}_{O_2}}{\text{kg}_c} \right]$$

$$O_{\min} = \frac{3}{8} c + 8h + s - o \quad \left[ \frac{\text{kg}_{O_2}}{\text{kg}_c} \right]$$

que resulta la ecuación (2.21).

De igual forma, el aire mínimo o estequiométrico está dado por

$$X_{\min} = O_{\min}/0.21 = 8.893 c\sigma \quad [\text{Nm}^3/\text{kg}_c] \quad (2.27)$$

Expresión equivalente a la (2.23).

El coeficiente característico  $\sigma$  resulta útil y en ocasiones facilita los cálculos debido a que su valor cambia poco para grupos muy específicos de combustibles. Para el caso de carbono para  $\sigma = 1.0$  y para combustóleo debe andar entre 1.2 a 1.55.

Por otro lado, el contenido de nitrógeno se maneja el segundo coeficiente característico, de Mollier, definido por:

$$v = \frac{\frac{n}{28}}{\frac{c}{12}} = \frac{3}{7} \frac{n}{c} \quad (2.28)$$

donde:

$n$  y  $c$  son las composiciones másicas de nitrógeno y carbono presentes en el combustible. Para combustibles sólidos y líquidos el contenido de nitrógeno usualmente se desconoce.

Más adelante en este capítulo se presentarán nuevamente los coeficientes característicos  $\sigma$  y  $v$ , los cuales figuran de manera importante en los productos de la combustión.

### 2.3.3 Productos de combustibles sólidos y líquidos en combustión completa.

Los productos de la combustión completa, determinados a partir de las ecuaciones estequiométricas de 1 kilogramo de combustible con el oxígeno necesario, se componen de los siguientes gases:

#### BIOXIDO DE CARBONO

$$11/3 c \text{ [kg/kg}_c\text{]} = c/12 \text{ [kmol/kg}_c\text{]} = (22.41/12)c \text{ [Nm}^3\text{/kg}_c\text{]} \quad (2.29)$$

#### VAPOR DE AGUA

$$(9h + w) \text{ kg/kg}_c = (h/2 + W/18) \text{ [kmol/kg}_c\text{]} = (22.41/18)(9h + w) \text{ [Nm}^3\text{/kg}_c\text{]} \quad (2.30)$$

#### BIOXIDO DE AZUFRE

$$2s \text{ [kg/kg}_c\text{]} = s/32 \text{ [kmol/kg}_c\text{]} = (22.41/32)S \text{ [Nm}^3\text{/kg}_c\text{]} \quad (2.31)$$

Aquí se ha incluido  $w$  que representa la fracción másica de agua (humedad) en el combustible.

Entonces, la cantidad total de productos gaseosos por cada kilogramo de combustible resulta, con entidades másicas:

$$\left[ \frac{11}{3} c + 9h + w + 2s \right] \quad \left[ \frac{\text{kg}_p}{\text{kg}_c} \right] \quad (2.32a)$$

con entidades molares:

$$\left[ \frac{c}{12} + \frac{h}{2} + \frac{w}{18} + \frac{s}{32} \right] \quad \left[ \frac{\text{kmol}}{\text{kg}_c} \right] \quad (2.32b)$$

con entidades volumétricas:

$$\frac{22.41}{12} \left[ c + 6h + \frac{2}{3}w + \frac{3}{8}s \right] \quad \left[ \frac{\text{Nm}^3}{\text{kg}_c} \right] \quad (2.32c)$$

El incremento de volumen durante la combustión resulta la diferencia entre (2.32c) y (2.25), o sea:

#### PRODUCTOS-OXIGENO MINIMO

$$(22.41/12)(c + 6h + 2/3 w + 3/8 s) - \{(22.41/12)(c + 3h + 3/8 s - 3/8 o)\}$$

## INCREMENTO DE VOLUMEN

$$\Delta V = (22.41/12)[3h + 3/8 o + 2/3 w] \text{ [Nm}^3\text{/kg}_c\text{]} \quad (2.33)$$

Cuando se quema 1 kg de combustible con la cantidad teórica de aire  $X_{min}$ , el nitrógeno aparece tanto en los reactantes como en los productos. Entonces, el volumen de los productos es:

$$V_{pmin} = X_{min} + \Delta V = X_{min} + (22.41/12)[3h + 3/8 o + 2/3 w] \text{ [Nm}^3\text{/kg}_c\text{]} \quad (2.34)$$

En la ecuación (2.34) puede notarse que el incremento de volumen durante la combustión depende exclusivamente de hidrógeno, oxígeno y de la humedad presentes en el combustible.

## EXCESO DE AIRE

Si  $X$  es la cantidad práctica de aire para asegurar la combustión completa, se tiene:

$$X = \lambda X_{min} = (1 + \delta) X_{min} \quad (2.35)$$

donde:

$\lambda$  es la relación de aire

$\delta$  es el coeficiente de exceso de aire o simplemente el exceso de aire.

entonces, el volumen total de los productos de combustión está dado por:

$$V_p = X + (22.41/12)[3h + 3/8 o + 2/3 w] \text{ [Nm}^3\text{/kg}_c\text{]} \quad (2.36)$$

Puesto que el exceso de oxígeno y la totalidad del nitrógeno pasan por el proceso sin cambio alguno. Es obvio que en condiciones reales se propicia la formación de  $\text{NO}_x$ .

### 2.4 Oxígeno y aire necesario para la combustión completa y sus productos: casos combustibles gaseosos

#### 2.4.1 Oxígeno y aire para la combustión con gases combustibles.

La composición de los combustibles gaseosos se expresa en fracciones molares (también llamadas volumétricas), como por ejemplo:

$$(r_{CO})_c + (r_{H_2})_c + (r_{CH_4})_c + (r_{C_2H_6})_c + (r_{O_2})_c + (r_{N_2})_c + (r_{CO_2})_c = 1 \text{ ó } 100\% \quad (2.37)$$



donde:

El subíndice "c" refiere al gas componente antes de la combustión.

Los componentes gaseosos de la ecuación (2.37) corresponden a un combustible hipotético, los cuales se tomarán como ejemplos. Debe admitirse que otros combustibles gaseosos pueden tener más o menos componentes.

Entonces, para la combustión completa de este gas combustible, dado por la ecuación (2.37) se requieren las cantidades de oxígeno ya presentadas en las ecuaciones (2.3), (2.5), (2.7) y (2.8), por orden de aparición. Los gases componentes  $O_2$ ,  $N_2$  y  $CO_2$  no figuran, obviamente, en estos requerimientos de oxígeno.

Haciendo la aclaración que un [kmol] a las mismas condiciones de presión y temperatura ocupan el mismo volumen, las ecuaciones estequiométricas resultan ser ecuaciones volumétricas. Si estos volúmenes se toman a condiciones normales, el  $O_{min}$  se calcula por:

$$O_{min} = 0.5(r_{CO})_c + 0.5(r_{H_2})_c + 2(r_{CH_4})_c + 3(r_{C_2H_4})_c - (r_{O_2})_c \quad [Nm^3/Nm^3c] \quad (2.38)$$

O lo que es lo mismo, la relación estequiométrica gas combustible-oxígeno es para:

- a) el CO de 1 a 0.5
- b) el  $H_2$  de 1 a 0.5
- c) el  $CH_4$  de 1 a 2.0
- d) el  $C_2H_4$  de 1 a 3.0

Entonces, el aire mínimo o estequiométrico se calcula por la relación siguiente:

$$X = O_{min}/0.21$$

$$X_{min} = \frac{0.5(r_{CO})_c + 0.5(r_{H_2})_c + 2(r_{CH_4})_c + 3(r_{C_2H_4})_c - (r_{O_2})_c}{0.21} \quad \left[ \frac{Nm^3}{Nm^3c} \right] \quad (2.39)$$

Recuérdese que (2.39) sólo es válido para el gas combustible adoptado como ejemplo.

También se aplica aquí la ecuación (2.35) para asegurar una combustión completa. El aire necesario se calcula por:

$$X = \lambda \left[ \frac{0.5(r_{CO})_c + 0.5(r_{H_2})_c + 2(r_{CH_4})_c + 3(r_{C_2H_4})_c - (r_{O_2})_c}{0.21} \right] \left[ \frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right] \quad (2.40)$$

### Aire práctico de la combustión

#### 2.4.2 Productos de gases combustibles

Después de efectuado el proceso de combustión y de acuerdo a (2.40), donde  $X = \lambda X_{min}$ , se puede tomar en cuenta que:

- El CO se transforma en CO<sub>2</sub> en proporción 1 a 1.
- El H<sub>2</sub> se transforma en H<sub>2</sub>O en proporción 1 a 1.
- El CH<sub>4</sub> se transforma en CO<sub>2</sub> en proporción 1 a 1. Además, se produce H<sub>2</sub>O en proporción 1 a 2.
- El C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> se transforma en CO<sub>2</sub> en proporción 1 a 2. Además, se produce H<sub>2</sub>O en proporción 1 a 2.
- Los demás gases como el CO<sub>2</sub>, O<sub>2</sub> y N<sub>2</sub> pasan idealmente sin alterarse. La verdad es que eventualmente pueden transformarse en NO<sub>x</sub>.

En suma, los productos de la combustión de gases combustibles se componen de los siguientes volúmenes parciales:

#### BIOXIDO DE CARBONO

$$(V_{CO_2})_p = (r_{CO})_c + (r_{CH_4})_c + 2(r_{C_2H_4})_c + (r_{CO_2})_c \quad (2.41)$$

#### VAPOR DE AGUA

$$(V_{H_2O})_v = (r_{H_2})_c + 2(r_{CH_4})_c + 2(r_{C_2H_4})_c \quad (2.42)$$

#### OXIGENO

$$(V_{O_2})_p = (\lambda - 1)O_{min} = \delta O_{min} = 0.21X - O_{min} \quad (2.43)$$

## NITROGENO

$$(V_{N_2})_p = (r_{N_2})_c + 0.79X \quad (2.44)$$

Las expresiones anteriores se dan en [kmol] o en unidades volumétricas. Por kilogramo de combustible [Nm<sup>3</sup>/kg<sub>c</sub>].

Comparando los volúmenes de los productos con el gas combustible sumado al del aire, existe un decremento igual a:

$$\Delta V_p = = 0.5[(r_{CO})_c + (r_{H_2})_c] \quad (2.45)$$

el cual se debe totalmente a la combustión del CO y del H<sub>2</sub>, ya que el CH<sub>4</sub> y el C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> se queman sin cambio de volumen.

Como en los productos de combustión aparecen tantos kmoles de CO<sub>2</sub> como kmoles hay de carbono en un combustible dado, se cumple:

$$\sigma = \frac{O_{min}}{(V_{CO_2})_p} \quad (2.46)$$

donde:

$O_{min}$  y  $(V_{CO_2})_p$  se expresa en [kmol/kg<sub>c</sub>] ó [Nm<sup>3</sup>/kg<sub>c</sub>]

Entonces, los coeficientes característicos para este combustible son:

$$\sigma = \frac{0.5(r_{CO})_c + 0.5(r_{H_2})_c + 2(r_{CH_4})_c + 3(r_{C_2H_4})_c - (r_{O_2})_c}{(r_{CO})_c + (r_{CH_4})_c + 2(r_{C_2H_4})_c + (r_{CO_2})_c} \quad (2.47)$$

$$v = \frac{(V_{N_2})_c}{(V_{CO_2})_p}$$

(2.48)

$$v = \frac{(r_{N_2})_c}{(r_{CO})_c + (r_{CH_4})_c + 2(r_{C_2H_4})_c + (r_{CO_2})_c}$$

## 2.5 Relación entre la composición de los productos de la combustión y la cantidad de oxígeno o aire necesario

Puesto que los productos de la combustión se secan antes de realizar su análisis, el vapor de agua y el bióxido de azufre se condensan y no aparecen en el análisis. Entonces:

$$(r_{CO_2})_p + (r_{O_2})_p + (r_{N_2})_p = 1 \text{ ó } 100\% \quad (2.49)$$

donde:

Cada término representa la fracción volumétrica o molar y el subíndice  $p$  se refiere a los productos.

De (2.43) y (2.46) se obtiene la relación oxígeno y bióxido de carbono en los productos como:

$$\frac{(V_{O_2})_p}{(V_{CO_2})_p} = \frac{(\lambda - 1)O_{\min}}{\frac{O_{\min}}{\sigma}} = (\lambda - 1)\sigma \quad (2.50)$$

Con exceso de aire, la cantidad total de oxígeno suministrado es  $(\lambda O_{\min})$  kmol y el nitrógeno suministrado es  $(0.79/0.21)\lambda O_{\min}$ . Usando la ecuación (2.49) se puede obtener el volumen de nitrógeno que es:  $(0.79/0.21)\lambda\sigma(V_{CO_2})_p$ . El nitrógeno presente en el gas combustible también se puede expresar en términos del contenido de carbono por el símbolo  $v$ . Este nitrógeno debe pasar a los productos de la combustión de igual forma. Puesto que los productos contienen tantos kmoles de  $CO_2$  como kmoles de C hay de combustibles, el nitrógeno del combustible que está en los productos es  $v(V_{CO_2})_p$ . Entonces, la relación del nitrógeno total al bióxido de carbono en los productos está dada por:

$$(VN_2)_p / (VCO_2)_p = [(0.79/0.21)\lambda\sigma] + v \quad (2.51)$$

Si las ecuaciones (2.49), (2.50) y (2.51) se solucionan para  $(r_{CO_2})_p$ ,  $(r_{O_2})_p$  y  $(r_{N_2})_p$  se obtiene:

$$(r_{CO_2})_p = \frac{0.21}{(\lambda - 0.21)\sigma + 0.21(v + 1)} \quad (2.52a)$$

$$(r_{O_2})_p = \frac{0.21(\lambda - 1)\sigma}{(\lambda - 0.21)\sigma + 0.21(v + 1)} \quad (2.52b)$$

$$(r_{N_2})_p = \frac{0.79 \lambda \sigma + 0.21 \nu}{(\lambda - 0.21)\sigma + 0.21(\nu + 1)} \quad (2.52c)$$

De la ecuación (2.49) y de estas tres ecuaciones se obtiene:

$$\lambda = \frac{0.21}{\sigma} \left[ \frac{1}{(r_{CO_2})_p} + \sigma - 1 - \nu \right] \quad (2.53)$$

Como regla, si el contenido de nitrógeno se desconoce las últimas cuatro ecuaciones se reducen a:

$$(r_{CO_2})_p = \frac{0.21}{(\lambda - 0.21)\sigma + 0.21} \quad (2.54a)$$

$$(r_{O_2})_p = \frac{0.21(\lambda - 1)\sigma}{(\lambda - 0.21)\sigma + 0.21} \quad (2.54b)$$

$$(r_{N_2})_p = \frac{0.79 \lambda \sigma}{(\lambda - 0.21)\sigma + 0.21} \quad (2.54c)$$

$$\lambda = \frac{0.21}{\sigma} \left[ \frac{1}{(CO_2)_p} + \sigma - 1 \right] \quad (2.55)$$

Por medio de estas ecuaciones se puede determinar el exceso de aire de la combustión si se conoce el contenido porcentual molar de CO<sub>2</sub> en los gases secos de combustión y los coeficientes  $\sigma$  y  $\nu$ .

Cuando en el combustible no hay nitrógeno, el coeficiente  $\sigma$  puede eliminarse de las dos primeras ecuaciones (2.54), y después de solucionar para  $\lambda$  se obtiene:

$$\lambda = \frac{1 - (r_{CO})_p - (r_{O_2})_p}{1 - (r_{CO})_p - \left(\frac{1}{0.21}\right)(r_{O_2})_p} \quad (2.56)$$

Esta ecuación no puede usarse en cálculos que requieren una aproximación en el análisis de los productos que no puede alcanzarse prácticamente.

## 2.6 Relaciones empíricas entre $X_{min}$ , $V_p$ y $PCI$ .

En la práctica se puede demostrar que el consumo mínimo de aire y el volumen de productos de combustión pueden representarse como función lineal de los poderes caloríficos inferiores. Estas relaciones se enuncian por grupos afines de combustibles como sigue:

Combustibles sólidos:  $PCI < 23,300$  kJ/kg<sub>c</sub>:

$$X_{min} = \left[ \frac{0.5619}{23300} PCI + 0.5 \right] \left[ \frac{Nm^3}{kg_c} \right] \quad (2.57a)$$

$$V_{p_{min}} = \left[ \frac{0.4932}{23300} PCI + 1.623 \right] \left[ \frac{Nm^3}{kg_c} \right] \quad (2.57a)$$

Combustibles sólidos:  $PCI > 23,300$  kJ/kg<sub>c</sub>:

$$X_{min} = \left[ \frac{0.5619}{23300} PCI + 0.5619 \right] \left[ \frac{Nm^3}{kg_c} \right] \quad (2.58a)$$

$$V_{p_{min}} = \left[ \frac{0.5556}{23300} PCI + 0.874 \right] \left[ \frac{Nm^3}{kg_c} \right] \quad (2.58b)$$

Combustibles líquidos (para todo  $PCI$ ):

$$X_{min} = \left[ \frac{0.472}{23300} PCI + 2 \right] \left[ \frac{Nm^3}{kg_c} \right] \quad (2.59a)$$

$$V_{p_{min}} = \left[ \frac{0.618}{23300} PCI \right] \left[ \frac{Nm^3}{kg_c} \right] \quad (2.59b)$$

Gases combustible:  $PCI < 11,200$  kJ/Nm<sup>3</sup>:

$$X_{min} = \left[ \frac{7.8}{16900} PCI \right] \left[ \frac{Nm^3}{kg_c} \right] \quad (2.60a)$$

$$V_{p_{min}} = \left[ \frac{5.7}{16900} PCI \pm 1.11 \right] \left[ \frac{Nm^3}{kg_c} \right] \quad (2.60b)$$

Gases combustible: PCI > 11,200 kJ/Nm<sup>3</sup>:

$$X_{\min} = \left[ \frac{0.5619}{16900} PCI - 0.25 \right] \left[ \frac{Nm^3}{kg_c} \right] \quad (2.61a)$$

$$V_{p_{\min}} = \left[ \frac{12}{16900} PCI - 0.67 \right] \left[ \frac{Nm^3}{kg_c} \right] \quad (2.61b)$$

En el caso de combustibles sólidos y líquidos, el PCI se da por unidad de masa del combustible, mientras que en el caso de combustibles gaseosos el PCI se toma por unidad de volumen en condiciones normales.

Con ayuda de estas ecuaciones se puede determinar el volumen de los productos a partir del poder calorífico del combustible. Para obtener los productos reales de la combustión se puede usar la ecuación:

$$V_p = V_{p_{\min}} + (\lambda - 1)X_{\min}$$

Este método empírico simplifica considerablemente los cálculos de combustión. Los resultados son lo suficientemente aproximados para todos los fines prácticos.

## **CAPITULO 3 Cálculo y determinación de productos de combustión**

### **3.1 Combustibles Líquidos**

De acuerdo a la composición que presentan los combustibles mexicanos usados en el ámbito industrial y a la gama no uniforme de sus datos, resulta de interés primordial predecir en forma analítica y gráfica, mediante parámetros característicos, la composición de los gases de combustión para tener su orden de magnitud.

Se adoptan aquí definiciones no convencionales y se deducen algunas expresiones para el análisis de los productos de la combustión y finalmente se trazan las curvas características del combustible estudiado.

En los campos ingenieril y del dominio público se ha presentado la urgencia de manejar y conocer los productos gaseosos emanados por la quema de combustibles nacionales. Debido a la gran variedad de la composición de los combustibles mexicanos y usados en el ámbito industrial resulta no muy fácil establecer de una manera confiable la composición de los productos de combustión. Lo anterior se comprende debido a que las condiciones estequiométricas se ven desviadas al ocupar un exceso de aire y no oxidarse completamente sus componentes. Es por ello que, desde el punto de vista práctico se facilita su análisis, de un combustible dado con la representación gráfica de sus parámetros.

De esta forma, en base a la composición del combustible en estudio se analizan sus relaciones estequiométricas, y se encuentran y deducen ecuaciones en función de parámetros característicos intrínsecos y condiciones de combustión.

#### **3.1.1 Caso Combustoleo**

De acuerdo a un estudio cromatográfico se obtuvieron las composiciones fraccionarias de los componentes del combustible en estudio, las cuales nos sirvan para calcular los coeficientes característicos del mismo:

#### **COMPOSICION DEL COMBUSTOLEO**

CARBONO	C = 84.90 %
HIDROGENO	H = 10.90 %
AZUFRE	S = 3.40 %
NITROGENO	N = 0.41 %
CENIZAS	Z = 0.39 %

Empleando las ecuaciones (2.26) y (2.28) se obtiene:



$$\sigma = 1 + \frac{3}{0.849} \left[ 0.109 + \frac{0.034}{8} \right] = 1.4001$$

$$\nu = \left( \frac{3}{7} \right) \left( \frac{0.0041}{0.8490} \right) = 0.002069$$

Sustituyendo los valores de los Coeficientes Característicos en las ecuaciones (2.52a), (2.52b) y (2.52c), para un predeterminado exceso de aire (lambda):

Exceso de Aire $\lambda$ [%]	$(\Gamma_{CO_2})_p$	$(\Gamma_{O_2})_p$	$(\Gamma_{N_2})_p$
1	0.159519	0	0.840481
10	0.015089	0.190136	0.794775
20	0.007522	0.200098	0.792380
30	0.005010	0.203405	0.791585
40	0.003755	0.205056	0.791188
50	0.003003	0.206046	0.790950

Tabla 3.1 Fracciones Volumétricas de los Gases de Combustión del Combustoleo

Graficando los valores tabulados se obtienen las curvas características del combustible:

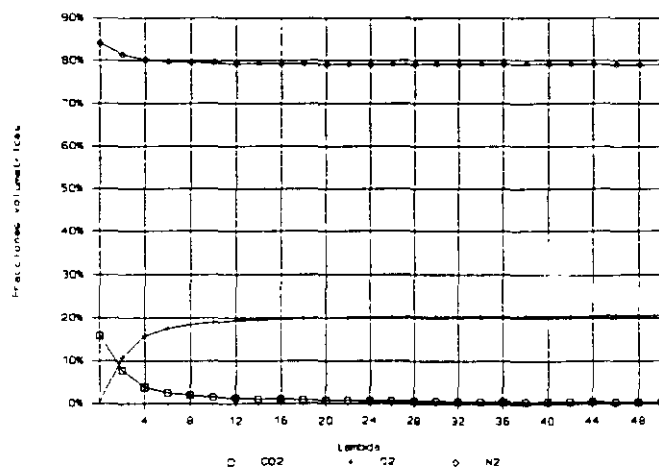


Figura 3.1 Gráfica Característica del Combustoleo

### 3.1.2 Caso Gasoleo

De acuerdo a un estudio cromatográfico se obtuvieron las composiciones fraccionarias de los componentes del combustible en estudio, las cuales nos servirán para calcular los coeficientes característicos del mismo:

#### COMPOSICION DEL GASOLEO

CARBONO	C = 84.660 %
HIDROGENO	H = 9.940 %
AZUFRE	S = 2.840 %
NITROGENO	N = 0.882 %
CENIZAS	Z = 0.418 %
HUMEDAD	W = 1.200 %

Empleando las ecuaciones (2.26) y (2.28) se obtiene:

$$\sigma = 1 + \frac{3}{0.8466} \left[ 0.994 + \frac{0.0284}{8} \right] = 1.3648$$

$$\nu = \left( \frac{3}{7} \right) \left( \frac{0.00882}{0.8466} \right) = 0.00446$$

Sustituyendo los valores de los Coeficientes Característicos en las ecuaciones (2.52a), (2.52b) y (2.52c), para un predeterminado exceso de aire ( $\lambda$ ):

Exceso de Aire $\lambda$ [%]	$(r_{CO_2})_p$	$(r_{O_2})_p$	$(r_{N_2})_p$
1	0.162901	0	0.837099
10	0.015473	0.190054	0.794474
20	0.007715	0.200055	0.792231
30	0.005138	0.203376	0.791486
40	0.003852	0.205034	0.791114
50	0.003081	0.206028	0.790891

Tabla 3.2 Fracciones Volumétricas de los Gases de Combustión del Gasoleo

Graficando los valores tabulados se obtienen las curvas características del combustible:

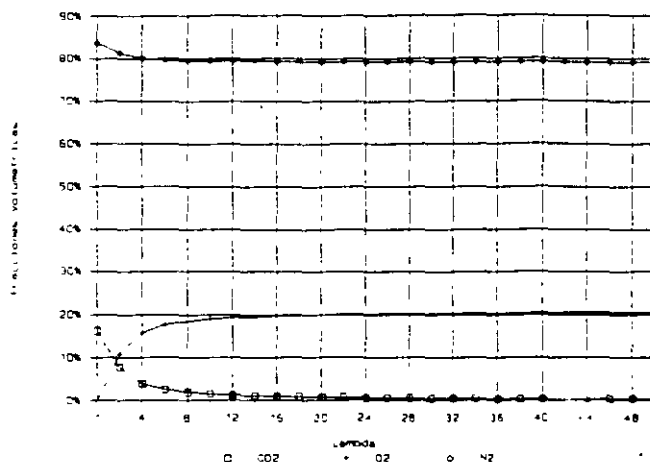


Figura 3.2 Gráfica Característica del Gasoleo

### 3.1.3 Caso Diesel

De acuerdo a un estudio cromatográfico se obtuvieron las composiciones fraccionarias de los componentes del combustible en estudio, las cuales nos servirán para calcular los coeficientes característicos del mismo:

#### COMPOSICION DEL DIESEL

CARBONO	C = 84.600 %
HIDROGENO	H = 9.700 %
AZUFRE	S = 2.700 %
NITROGENO	N = 1.000 %
CENIZAS	Z = 0.500 %
HUMEDAD	W = 1.500 %

Empleando las ecuaciones (2.26) y (2.28) se obtiene:

$$\sigma = 1 + \frac{3}{0.846} \left[ 0.097 + \frac{0.0270}{8} \right] = 1.3559$$

$$\nu = \left(\frac{3}{7}\right)\left(\frac{0.010}{0.846}\right) = 0.00506$$

Sustituyendo los valores de los Coeficientes Característicos en las ecuaciones (2.52a), (2.52b) y (2.25c), para un predeterminado exceso de aire ( $\lambda$ ):

Exceso de Aire $\lambda$ [%]	$(r_{CO_2})_p$	$(r_{O_2})_p$	$(r_{N_2})_p$
1	0.163778	0	0.836222
10	0.015572	0.190033	0.794395
20	0.007765	0.200043	0.792191
30	0.005172	0.203368	0.791460
40	0.003877	0.205029	0.791094
50	0.003101	0.206024	0.790875

Tabla 3.3 Fracciones Volumétricas de los Gases de Combustión del Diesel

Graficando los valores tabulados se obtienen las curvas características del combustible:

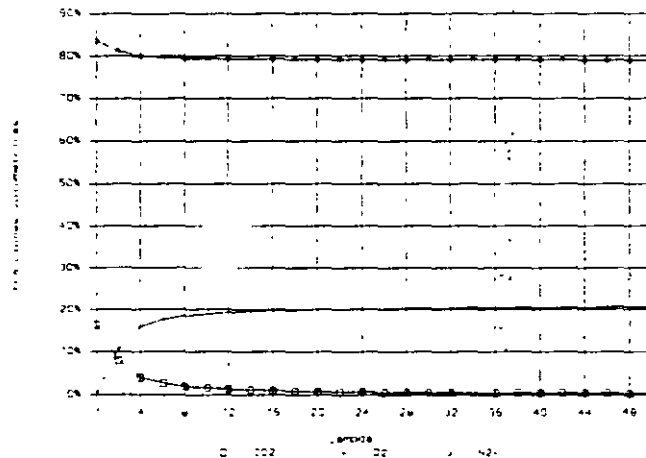


Figura 3.3 Gráfica Característica del Diesel

## 3.2 Combustibles Gaseosos

En el desarrollo de este capítulo, se analizan los productos de combustión tanto del gas L.P. como los del gas natural, considerando una combustión ideal o completa, así como una combustión real aproximada.

### 3.2.1 Caso Gas L.P.

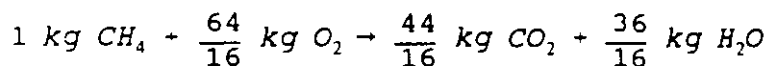
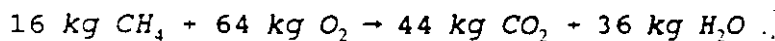
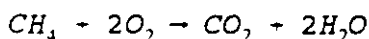
El gas L.P., tiene un mayor uso en aplicaciones domésticas, aunque algunas industrias lo utilizan como combustible para calderas y generadores de vapor. Se dice que su uso resulta atractivo debido a su alta eficiencia de combustión y su alto poder calorífico. Este gas se compone básicamente de gases como butano y propano, su composición exacta la proporciona la planta que lo destila.

La siguiente tabla proporciona un análisis cromatográfico de un gas L.P de la zona metropolitana de la Cd. de México.

#### COMPOSICION MASICA DEL GAS L.P.

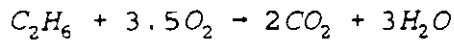
Etano	CH <sub>4</sub>	0.02%
Etano + etileno	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0.45%
Propano	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	46.64%
Propileno	C <sub>3</sub> H <sub>6</sub>	0.05%
iso-Butano + n-Butano	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	49.50%
1-Buteno	C <sub>4</sub> H <sub>8</sub>	0.37%
iso-Buteno	C <sub>5</sub> H <sub>10</sub>	0.09%
iso-Pentano	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	2.88%

Obteniendo las reacciones de combustión de cada uno de sus componentes y calculando el O<sub>min</sub> necesario para que se realice la combustión, resulta:



Si  $\text{CH}_4$  representa el 0.02%, entonces:

$$O_{\min(\text{CH}_4)} = 0.0002 \left( \frac{64}{16} \right) = 0.0008 \left[ \frac{\text{kg}_{\text{O}_2}}{\text{kg}_c} \right]$$

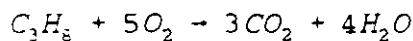


$$30 \text{ kg C}_2\text{H}_6 + 112 \text{ kg O}_2 \rightarrow 88 \text{ kg CO}_2 + 54 \text{ kg H}_2\text{O}$$

$$1 \text{ kg C}_2\text{H}_6 + \frac{112}{30} \text{ kg O}_2 \rightarrow \frac{88}{30} \text{ kg CO}_2 + \frac{54}{30} \text{ kg H}_2\text{O}$$

Si  $\text{C}_2\text{H}_6$  representa el 0.45%, entonces:

$$O_{\min(\text{C}_2\text{H}_6)} = 0.0045 \left( \frac{112}{30} \right) = 0.0167 \left[ \frac{\text{kg}_{\text{O}_2}}{\text{kg}_c} \right]$$

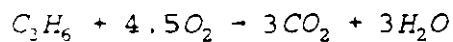


$$44 \text{ kg C}_3\text{H}_8 + 160 \text{ kg O}_2 \rightarrow 132 \text{ kg CO}_2 + 72 \text{ kg H}_2\text{O}$$

$$1 \text{ kg C}_3\text{H}_8 + \frac{160}{44} \text{ kg O}_2 \rightarrow \frac{132}{44} \text{ kg CO}_2 + \frac{72}{44} \text{ kg H}_2\text{O}$$

Si  $\text{C}_3\text{H}_8$  representa el 46.64%, entonces:

$$O_{\min(\text{C}_3\text{H}_8)} = 0.4664 \left( \frac{160}{44} \right) = 1.6959 \left[ \frac{\text{kg}_{\text{O}_2}}{\text{kg}_c} \right]$$

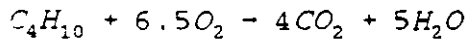


$$42 \text{ kg C}_3\text{H}_6 + 144 \text{ kg O}_2 \rightarrow 132 \text{ kg CO}_2 + 54 \text{ kg H}_2\text{O}$$

$$1 \text{ kg C}_3\text{H}_6 + \frac{144}{42} \text{ kg O}_2 \rightarrow \frac{132}{42} \text{ kg CO}_2 + \frac{54}{42} \text{ kg H}_2\text{O}$$

Si  $C_3H_6$  representa el 0.05%, entonces:

$$O_{\min(C_3H_6)} = 0.0005 \left( \frac{144}{42} \right) = 0.001714 \left[ \frac{kg_{O_2}}{kg_c} \right]$$

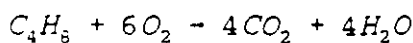


$$58 \text{ kg } C_4H_{10} + 208 \text{ kg } O_2 - 176 \text{ kg } CO_2 + 90 \text{ kg } H_2O$$

$$1 \text{ kg } C_4H_{10} + \frac{208}{58} \text{ kg } O_2 - \frac{176}{58} \text{ kg } CO_2 + \frac{90}{58} \text{ kg } H_2O$$

Si  $C_4H_{10}$  representa el 49.50%, entonces:

$$O_{\min(C_4H_{10})} = 0.4950 \left( \frac{208}{58} \right) = 1.7751 \left[ \frac{kg_{O_2}}{kg_c} \right]$$

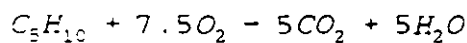


$$56 \text{ kg } C_4H_8 + 192 \text{ kg } O_2 - 176 \text{ kg } CO_2 + 72 \text{ kg } H_2O$$

$$1 \text{ kg } C_4H_8 + \frac{192}{56} \text{ kg } O_2 - \frac{176}{56} \text{ kg } CO_2 + \frac{72}{56} \text{ kg } H_2O$$

Si  $C_4H_8$  representa el 0.37%, entonces:

$$O_{\min(C_4H_8)} = 0.0037 \left( \frac{192}{56} \right) = 0.01268 \left[ \frac{kg_{O_2}}{kg_c} \right]$$

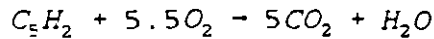


$$70 \text{ kg } C_5H_{10} + 240 \text{ kg } O_2 - 220 \text{ kg } CO_2 + 90 \text{ kg } H_2O$$

$$1 \text{ kg } C_5H_{10} + \frac{240}{70} \text{ kg } O_2 - \frac{220}{70} \text{ kg } CO_2 + \frac{90}{70} \text{ kg } H_2O$$

Si  $C_5H_{10}$  representa el 0.09%, entonces:

$$O_{\min(C_5H_{10})} = 0.0009 \left( \frac{240}{70} \right) = 0.00308 \left[ \frac{kg_{O_2}}{kg_c} \right]$$



$$62 \text{ kg } C_5H_2 + 176 \text{ kg } O_2 \rightarrow 220 \text{ kg } CO_2 + 18 \text{ kg } H_2O$$

$$1 \text{ kg } C_5H_2 + \frac{176}{62} \text{ kg } O_2 \rightarrow \frac{220}{62} \text{ kg } CO_2 + \frac{18}{62} \text{ kg } H_2O$$

Si  $C_5H_2$  representa el 2.88%, entonces:

$$O_{\min(C_5H_2)} = 0.0288 \left( \frac{176}{62} \right) = 0.0817 \left[ \frac{kg_{O_2}}{kg_c} \right]$$

Realizando la sumatoria de los  $O_{\min}$  de cada componente, da como resultado el  $O_{\min}$  total requerido para poder llevarse a cabo la combustión de dicho combustible, por lo que:

$$O_{\min} = 0.0008 + 0.01679 + 1.6959 + 0.001714 + 1.7751 + 0.01268 + 0.00308 + 0.08175 \\ = 3.5878 \text{ [kgO}_2\text{/kg}_c\text{]}$$

Considerando  $\rho_{O_2} = 1.4279 \text{ [kgO}_2\text{/Nm}^3\text{O}_2\text{]}$ , entonces:

$$O_{\min} = \frac{3.5878}{1.4279} = 2.5126 \left[ \frac{Nm^3}{kg_c} \right]$$

Si

$$X_{\min} = \frac{O_{\min}}{0.21}$$

resulta que:

$$X_{\min} = \frac{2.5126}{0.21} = 11.9647 \left[ \frac{Nm^3}{kg_c} \right]$$

Para poder obtener la  $M$  del combustible se utiliza la expresión:



$$\bar{M} = \sum_{i=1}^n \left( \frac{1}{x_i} \right)$$

$$\bar{M} = \frac{1}{\frac{0.0002}{16} + \frac{0.0045}{30} + \frac{0.4664}{44} + \frac{0.0005}{42} + \frac{0.4350}{58} + \frac{0.0037}{56} + \frac{0.0009}{70} + \frac{0.0288}{62}} =$$

$$\bar{M} = \frac{1}{0.000012 + 0.00015 + 0.0106 + 0.0000119 + 0.00853 + 0.000066 + 0.0000128 + 0.000464} =$$

$$\bar{M} = \frac{1}{0.01984} = 50.40 \left[ \frac{kg}{kmol} \right]$$

Si la densidad del combustible es:

$$(\rho_c^N) = \frac{M}{V} \left[ \frac{\frac{kg}{kmol}}{\frac{Nm^3}{kmol}} \right]$$

Para el caso de este combustible se tiene que:

$$\rho_c^N = \frac{50.40 \left[ \frac{kg}{kmol} \right]}{22.41 \left[ \frac{Nm^3}{kmol} \right]} = 2.2489 \left[ \frac{kg_c}{Nm_c^3} \right]$$

De lo anterior se deduce que:

$$X_{min} = 26.9074 \left[ \frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right]$$

Por otro lado:

$$O_{min} = X_{min}(0.21) = 26.9074(0.21) = 5.6576 \left[ \frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right]$$

De la ecuación (2.13) se puede transformar de fracción másica a fracción volumétrica (molar), por lo tanto, los valores de la fracciones volumétricas de cada

componente estan dadas por:

$$CH_4 = \frac{0.000012}{0.01984} = 0.00060 \quad \therefore \quad 0.06\%$$

$$C_2H_6 = \frac{0.00015}{0.01984} = 0.0075 \quad \therefore \quad 0.75\%$$

$$C_3H_8 = \frac{0.0106}{0.01984} = 0.5342 \quad \therefore \quad 53.42\%$$

$$C_3H_6 = \frac{0.0000119}{0.01984} = 0.00059 \quad \therefore \quad 0.059\%$$

$$C_4H_{10} = \frac{0.00853}{0.01984} = 0.4299 \quad \therefore \quad 42.99\%$$

$$C_4H_8 = \frac{0.000066}{0.01984} = 0.0033 \quad \therefore \quad 0.33\%$$

$$C_5H_{10} = \frac{0.0000128}{0.01984} = 0.00064 \quad \therefore \quad 0.064\%$$

$$C_5H_2 = \frac{0.000464}{0.01984} = 0.0233 \quad \therefore \quad 2.33\%$$

De las ecuaciones de reacción que se analizaron con anterioridad se pueden calcular los volúmenes de los productos de la combustión, considerando en este caso la fracción volumétrica, por lo que resulta:

$$(V_{CO_2})_p = 1(0.0006) + 2(0.0075) + 3(0.5342) + 3(0.0005) + 4(0.4299) +$$

$$+ 4(0.0033) + 5(0.0006) + 5(0.0233) = 3.472 \left[ \frac{Nm^3_{CO_2}}{Nm^3_c} \right]$$

$$(V_{H_2O})_P = 2(0.0006) + 3(0.0075) + 4(0.5342) + 3(0.0005) + 5(0.4299) +$$

$$+ 4(0.0033) + 5(0.0006) + 1(0.0233) = 4.351 \left[ \frac{Nm^3_{H_2O}}{Nm^3_C} \right]$$

$$O_{min} = 2(0.0006) + 3.5(0.0075) + 5(0.5342) + 4.5(0.0005) + 6.5(0.4299) +$$

$$+ 6(0.0033) + 7.5(0.0006) + 5.5(0.0233) = 5.6481 \left[ \frac{Nm^3}{Nm^3_C} \right]$$

de lo que se obtiene:

$$X_{min} = \frac{O_{min}}{0.21} = \frac{5.6481}{0.21} = 26.89 \left[ \frac{Nm^3}{Nm^3_C} \right]$$

Considerando  $\lambda = 1.05$  se obtienen

$$(V_{O_2})_P = O_{min}(\lambda - 1) = 5.6481(1.05 - 1) = 0.2824 \left[ \frac{Nm^3}{Nm^3_C} \right]$$

$$(V_{N_2})_P = r_{(N_2)_C} + 0.79(\lambda X_{min}) = 0 + 0.79\{26.895(1.05)\} = 22.30 \left[ \frac{Nm^3}{Nm^3_C} \right]$$

El volumen total en base húmeda es igual a:

$$V_T = (V_{CO_2})_P + (V_{H_2O})_P + (V_{O_2})_P + (V_{N_2})_P$$

$$V_T = 3.472 + 4.351 + 0.2824 + 22.30 = 30.4054 \left[ \frac{Nm^3}{Nm^3_C} \right]$$

Las fracciones volumétricas de los productos de la combustión estequiométrica en base húmeda es igual a:

$$r_{(CO_2)} = \frac{(V_{CO_2})_P}{V_T} = \frac{3.4720}{30.4054} = 0.1141$$

$$r_{(H_2O)} = \frac{(V_{H_2O})_P}{V_T} = \frac{4.351}{30.4054} = 0.1430$$

$$r_{(O_2)} = \frac{(V_{O_2})_P}{V_T} = \frac{0.2824}{30.4054} = 0.0092$$

$$r_{(N_2)} = \frac{(V_{N_2})_P}{V_T} = \frac{22.30}{30.4054} = 0.7334$$

El volumen total un base seca es igual a:

$$V_T = (V_{CO_2})_P + (V_{O_2})_P + (V_{N_2})_P$$

$$V_T = 3.472 + 0.2824 + 22.30 = 26.05 \left[ \frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right]$$

Las fracciones volumétricas de los productos de la combustión estequiométricas en base seca es igual a:

$$r_{(CO_2)} = \frac{(V_{CO_2})_P}{V_T} = \frac{3.4720}{26.05} = 0.1332$$

$$r_{(O_2)} = \frac{(V_{O_2})_P}{V_T} = \frac{0.2824}{26.05} = 0.0108$$

$$r_{(N_2)} = \frac{(V_{N_2})_P}{V_T} = \frac{22.30}{26.05} = 0.8560$$

Por lo tanto los coeficientes característicos del Gas L.P. valen:

$$\sigma = \frac{O_{min}}{V_{(CO_2)}_P} = \frac{5.6481}{3.472} = 1.6267$$

$$v = \frac{V(N_2)_c}{V_{(CO_2)}_P} = \frac{0}{3.472} = 0$$

Aplicando las ecuaciones (2.54a, 2.54b y 2.54c) para un exceso de aire ( $\lambda$ )

predeterminado se obtienen los volúmenes parciales productos de una combustión estequiométrica en base seca se muestra en la Tabla 3.4

Exceso de Aire $\lambda$ [%]	$(r_{CO_2})_p$	$(r_{O_2})_p$	$(r_{N_2})_p$
0	0.1404	0	0.8596
1	0.138889	0.00226	0.858851
10	0.126622	0.020608	0.85277
20	0.115307	0.037532	0.847161
30	0.105848	0.05168	0.842472
40	0.097823	0.063683	0.838494
50	0.09193	0.073994	0.835076

Tabla 3.4 Fracciones Volumétricas de los Gases de Combustión del Gas L.P.

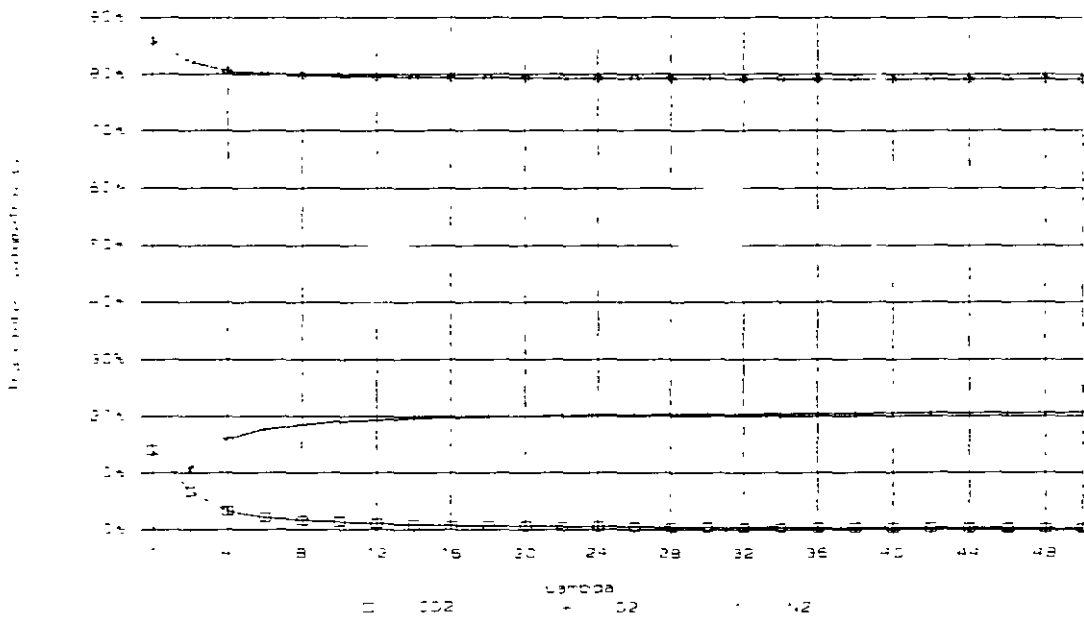


Figura 3.4 Gráfica Característica del Gas L.P.

### 3.2.2 Caso Gas Natural

El Gas Natural es muy estimado en el ámbito de Calderas y Generadores de Vapor debido a que proporciona una correcta combustión al no poseer azufre ni cenizas. El motivo por el cual no se hace extensivo su uso es por que su oferta es muy limitada y se expende solamente en determinadas zonas del país.

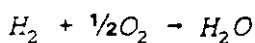
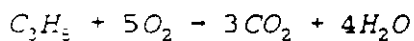
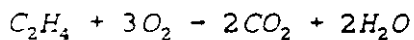
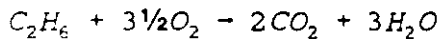
El Gas Natural esta compuesto básicamente por Etano, Metano, Bióxido de Carbono y otros gases. Es obvio que su composición varia en función del yacimiento.

La siguiente proporciona las características del gas natural en su composición molar ( o volumétrica) que fueron tomadas de un análisis cromatográfico según PEMEX.

#### COMPOSICION MOLAR DEL GAS NATURAL

Etano	CH <sub>4</sub>	=	76.30
Bióxido de Carbono	CO <sub>2</sub>	=	0.60
Etano + Etileno	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	=	6.00
Metano	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	=	2.30
Propano	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	=	0.10
Propileno	C <sub>3</sub> H <sub>6</sub>	=	0.70
Hidrógeno	H <sub>2</sub>	=	10.80
Nitrógeno	N <sub>2</sub>	=	3.20

Las ecuaciones de reacción son:



Masas moleculares de los componentes del Gas Natural en [kg/kmol] son:

CH <sub>4</sub>	=	16
CO <sub>2</sub>	=	44
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	=	30
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	=	28
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	=	44
C <sub>3</sub> H <sub>6</sub>	=	42
H <sub>2</sub>	=	2
N <sub>2</sub>	=	28

Poo lo que la Masa molecular del Combustible [kg<sub>c</sub>/kmol]:

0.763(16)	=	12.208
0.006(44)	=	0.264
0.060(30)	=	1.800
0.023(28)	=	0.644
0.001(44)	=	0.044
0.007(42)	=	0.294
0.108( 2)	=	0.216
0.032(28)	=	0.896

$$\sum r_i M_i = M_c = 16.366 \text{ (masa molecular del combustible)}$$

Entonces el valor de la densidad del combustible ( $\rho_c$ ) se calcula por:

$$\rho_c = \frac{M_c}{22.41} = \frac{16.366}{22.41} = 0.738 \left[ \frac{\text{kg}_c}{\text{Nm}_c^3} \right]$$

Ahora para encontrar el valor de los volúmenes parciales de bióxido de carbono ( $V_{CO_2}$ )<sub>p</sub> y el vapor de agua ( $V_{H_2O}$ )<sub>p</sub>, productos de combustión son:

$$(V_{CO_2})_p = 1(0.763) + 2(0.06) + 2(0.023) + 3(0.001) + 3(0.007) + 0.006 =$$

$$(V_{CO_2})_p = 0.956 \left[ \frac{\text{Nm}_{CO_2}^3}{\text{Nm}_c^3} \right]$$

$$(V_{H_2O})_p = 2(0.763) + 3(0.06) + 2(0.023) + 4(0.001) + 3(0.007) + 1(0.108) =$$

$$(V_{H_2O})_p = 1.8850 \left[ \frac{\text{Nm}_{H_2O}^3}{\text{Nm}_c^3} \right]$$

El oxígeno mínimo ( $O_{min}$ ) para la combustión es:

$$O_{min} = 2(0.763) + 3.5(0.06) + 3(0.023) + 5(0.001) + 4.5(0.007) + 0.5(0.108)$$

$$O_{min} = 1.8955 \left[ \frac{Nm^3}{Nm^3_c} \right]$$

Por tanto, el aire estequiométrico ( $X_{min}$ ) resulta:

$$X_{min} = \frac{O_{min}}{0.21} = \frac{1.8955}{0.21} = 9.026 \left[ \frac{Nm^3}{Nm^3_c} \right]$$

Considerando  $\lambda = 5\%$  se obtiene:

$$(V_{O_2})_p = O_{min}(\lambda - 1) = 1.8955(1.05 - 1) = 0.0947 \left[ \frac{Nm^3}{Nm^3_c} \right]$$

$$(V_{N_2})_p = r_{(N_2)_c} + 0.79(\lambda X_{min}) = 0.032 + 0.79\{9.026(1.05)\} = 7.5190 \left[ \frac{\Lambda}{\Lambda} \right]$$

El volumen total un base húmeda es igual a:

$$V_T = (V_{CO_2})_p + (V_{H_2O})_p + (V_{O_2})_p + (V_{N_2})_p$$

$$V_T = 0.959 + 1.885 + 0.0947 + 7.519 = 10.4577 \left[ \frac{Nm^3}{Nm^3_c} \right]$$

Las fracciones volumétricas de los productos de la combustión estequiométricas en base húmeda es igual a:

$$r_{(CO_2)} = \frac{(V_{CO_2})_p}{V_T} = \frac{0.9590}{10.4577} = 0.0917$$

$$r_{(H_2O)} = \frac{(V_{H_2O})_p}{V_T} = \frac{1.885}{10.4577} = 0.1802$$

El volumen total un base seca es igual a:



$$I_{(O_2)} = \frac{(V_{O_2})_P}{V_T} = \frac{0.0947}{10.4577} = 0.0090$$

$$I_{(N_2)} = \frac{(V_{N_2})_P}{V_T} = \frac{7.519}{10.4577} = 0.7189$$

$$V_T = (V_{CO_2})_P + (V_{O_2})_P + (V_{N_2})_P$$

$$V_T = 0.959 + 0.0947 + 7.519 = 8.5637 \left[ \frac{Nm^3}{Nm^3_c} \right]$$

Las fracciones volumétricas de los productos de la combustión estequiométrica en base seca es igual a:

$$I_{(CO_2)} = \frac{(V_{CO_2})_P}{V_T} = \frac{0.9590}{8.5637} = 0.1119$$

$$I_{(O_2)} = \frac{(V_{O_2})_P}{V_T} = \frac{0.0947}{8.5637} = 0.0110$$

$$I_{(N_2)} = \frac{(V_{N_2})_P}{V_T} = \frac{7.510}{8.5637} = 0.8769$$

Por lo tanto los coeficientes característicos del Gas Natural son:

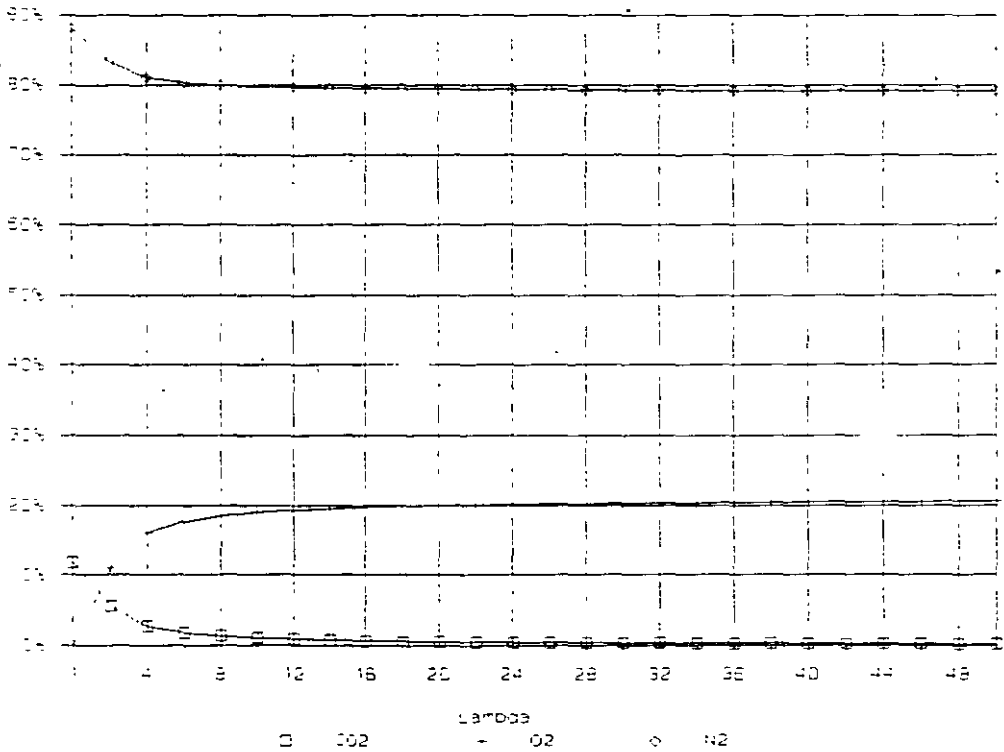
$$\sigma = \frac{O_{min}}{V_{(CO_2)_P}} = \frac{1.8955}{0.9590} = 1.9765$$

$$v = \frac{V(N_2)_c}{V_{(CO_2)_P}} = \frac{0.032}{0.9590} = 0.0333$$

Aplicando las ecuaciones (2.52a, 2.52b y 2.52c) para un exceso de aire ( $\lambda$ ) pre-determinado se obtienen los volúmenes parciales productos de una combustión estequiométrica en base seca para el Gas Natural, se muestra en la Tabla 3.5

Exceso de Aire $\lambda$ [%]	$(r_{CO_2})_p$	$(r_{O_2})_p$	$(r_{N_2})_p$
0	0.118081	0	0.881919
1	0.116783	0.002308	0.880909
10	0.10627	0.021004	0.872725
20	0.096608	0.038189	0.865203
30	0.088556	0.052509	0.858935
40	0.081743	0.064626	0.853632
50	0.075903	0.075011	0.849086

**Tabla 3.5 Fracciones Volumétricas de los Gases de Combustión del Gas Natural**



**Figura 3.5 Gráfica Característica del Gas Natural**

### **3.3 Aproximación de las Emisiones Contaminantes de los Combustibles usados en el Valle de México**

En este estudio se calculan en forma aproximada la emisión de contaminantes en la Zona Metropolitana de la Ciudad de México y que proceden de fuentes fijas, considerando los combustibles disponibles. Es válido hacer notar que no se incluye el combustóleo por ser este un combustible en fuera de uso, según la Secretaría de Desarrollo Social y el Instituto Nacional de Ecología.

Para tal propósito, se aplica un método basado en las relaciones estequiométricas de combustión, tomando en cuenta aspectos normativos que deben cumplir los equipos de combustión.

Hace una década la industria y el consumo de energía todavía eran condiciones muy marcadas para entender un pleno desarrollo de un país. A medida que los grandes conglomerados de población en el mundo se fueron acrecentando, las industrias, que en su origen estuvieron en los suburbios, fueron propiciando, como en el caso de las Zonas Metropolitanas (Monterrey, Guadalajara, Cd. de México), altas concentraciones de gases emanados de la combustión, tanto de vehículos automotores como de fuentes fijas industriales.

Hoy en día, pese a las medidas adoptadas por el sector gubernamental, no han sido mejoradas en forma importante las condiciones ambientales en el Valle de México. No obstante que las entidades oficiales involucradas han empezado un proceso de normatividad desde el punto de vista ecológico, el sector empresarial no ha adoptado, por lo menos hasta hoy en forma seria y responsable acciones tendientes a resolver las problemáticas ambientales de la cual son integrantes.

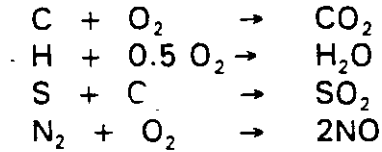
Lo anterior puede deberse, por un lado, a la escasa información y preparación del personal técnico y, por otro lado, al poco entendimiento y concientización del problema y también según nuestra opinión particular desconocimiento de la relación que existe entre el binomio perfecto:

**Economía (uso eficiente de energía) y optimización de la combustión.  
Reducción de gases contaminantes (optimización de la combustión).**

La gran variedad de equipos, condiciones de operación, en la Cd. de México, motiva que no haya una certeza en cuanto a consumo de combustible. Sin embargo al tomar cantidades globales de consumo de combustible y considerando los combustibles usados en el Valle de México, podemos obtener con cierta aproximación las emisiones contaminantes.

### 3.3.1 Combustibles líquidos

Empleando ecuaciones estequiométricas para combustibles líquidos se obtienen las siguientes reacciones al efectuar una combustión teórica (sin CO ni NO<sub>x</sub>):



A partir de las reacciones antes mencionadas obtenemos los volúmenes parciales en base seca, en el caso I se supone un exceso de aire  $\lambda = 5\%$  y el caso II,  $\lambda = 20\%$ , para los combustibles:

(A) GASOLEO (B) DIESEL

Los cuales se ilustran en las tablas 3.7 y 3.8 respectivamente.

Ahora empleando los datos de consumos específicos anuales para los combustibles indicados, tomados del Balance Nacional de Energía (1991), editado por la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal (ISBN 968-874-077-2).

Consumo Anual aproximado para el Valle de México	
GASOLEO	5.3461 x 10 <sup>9</sup> [Kg <sub>c</sub> /año]
DIESEL	919.93 x 10 <sup>6</sup> [Kg <sub>c</sub> /año]

Tabla 3.6 Consumos Anuales de Combustibles en el Valle de México

Aplicando estos consumos solamente a los volúmenes que son considerados como contaminantes (tabla 3.7 y 3.8) y tomando en consideración  $n = 90\%$  de eficiencia en el equipo de combustión, se obtiene la cuantificación de los combustibles al año en la tabla 3.9.

TABLA 3.6. COMBUSTIBLE (A) GASOLEO						
VOLUME N PARCIAL	$\lambda = 5\%$			$\lambda = 20\%$		
	(Nm <sup>3</sup> /Kg <sub>e</sub> )	(Kg/Kg <sub>e</sub> )	(ppm)	(Nm <sup>3</sup> /Kg <sub>e</sub> )	(Kg/Kg <sub>e</sub> )	(ppm)
·CO <sub>2</sub>	1.58040	3.1029	160000	1.5802	3.1026	139882
·CO	0.00002	0.00002	200	0.0002	0.00025	180
N	8.08930	10.1068	823970	9.2463	11.5223	818471
·NO <sub>x</sub>	0.00120	0.0026	130	0.00145	0.0029	130
·SO <sub>2</sub>	0.01960	0.0560	2000	0.0192	0.0548	1070
O <sub>2</sub>	0.10700	0.0865	10900	0.4315	0.6161	38200
* SON CONSIDERADOS PRODUCTOS CONTAMINANTES						

TABLA 3.7 COMBUSTIBLE (B) DIESEL						
VOLUME N PARCIAL	$\lambda = 5\%$			$\lambda = 20\%$		
	(Nm <sup>3</sup> /Kg <sub>e</sub> )	(Kg/Kg <sub>e</sub> )	(ppm)	(Nm <sup>3</sup> /Kg <sub>e</sub> )	(Kg/Kg <sub>e</sub> )	(ppm)
·CO <sub>2</sub>	1.57970	3.1015	161880	1.5795	3.1012	140682
·CO	0.00019	0.00024	200	0.0002	0.00025	180
N	8.03130	10.0343	822970	9.1784	11.4674	817471
·NO <sub>x</sub>	0.00168	0.00260	130	0.00140	0.0029	129
·SO <sub>2</sub>	0.01850	0.05280	1900	0.0190	0.0544	1700
O <sub>2</sub>	0.10830	0.15460	11100	0.4289	0.6124	38200
* SON CONSIDERADOS PRODUCTOS CONTAMINANTES						

**TABLA 3.8 CUANTIFICACION APROXIMADA DE EMISIONES  
CONTAMINANTES VALLE DE MEXICO**

VOLUMEN DE:	COMB. (A) [Kg/AÑO]		COMB. (B) [Kg/AÑO]	
	$\lambda = 5\%$	$\lambda = 20\%$	$\lambda = 5\%$	$\lambda = 20\%$
CO <sub>2</sub>	1.4929E10	1.4928E10	2.5679E9	2.5676E9
CO	115475760	12028730	2011890	2086400
NO <sub>x</sub>	12509874	13953321	2152637	2442415
SO <sub>2</sub>	269443440	263669652	43715094	45097750

Se ha probado que a ciertas condiciones de exceso de aire, un equipo de combustión no aprueba los estándares ecológicos, por lo que se deben variar estas exigencias normativas para evitar la producción de contaminates.

Por otro lado se ha encontrado la emisión de contaminantes debida a la quema de combustibles líquidos en forma aproximada, tomando en consideración que:

- a) No se conocen en forma precisa las condiciones de operación de toda la gama de equipos existentes en el Valle de México
- b) Las características de los combustibles y su composición son variables las cuales dependen de la entidad procesadora
- c) Los datos de consumo de combustible son tomadas "apriori" en base a los datos globales del Balance Nacional de Energía.

### 3.3.2 Combustibles Gaseosos

De todo lo anterior analizado con anterioridad, ha sido un desarrollo teórico, es decir se ha manejado tanto para Gas L.P. como para Gas Natural una combustión ideal. Ahora bien, lo que se desarrolla a continuación es un análisis considerando una combustión real aproximada, de la cual se obtendrán los volúmenes parciales dada de una composición real aproximada.

### 3.3.2.1 Productos de una combustión real aproximada para el Gas L.P.

**Caso A: Exceso de aire =  $\lambda = 5\%$   
Composición de los gases secos**

Los volúmenes parciales son:

$$(V_{CO_2})_P = 3.4720 \left[ \frac{Nm^3_{CO_2}}{Nm^3_C} \right]$$

$$(V_{O_2})_P = 0.2824 \left[ \frac{Nm^3_{O_2}}{Nm^3_C} \right]$$

$$(V_{N_2})_P = 22.3000 \left[ \frac{Nm^3_{N_2}}{Nm^3_C} \right]$$

Por lo que el volumen total (Base seca) es:

$$V_T = (V_{CO_2})_P + (V_{O_2})_P + (V_{N_2})_P$$

$$V_T = 3.472 + 0.2824 + 22.30 = 26.0544 \left[ \frac{Nm^3}{Nm^3_C} \right]$$

Las fracciones volumétricas son iguales a:

$$r_{(CO_2)} = \frac{(V_{CO_2})_P}{V_T} = \frac{3.4720}{26.0544} = 0.1332$$

$$r_{(O_2)} = \frac{(V_{O_2})_P}{V_T} = \frac{0.2824}{26.0544} = 0.0108$$

Por lo que la composición ideal es:

$$r_{(N_2)} = \frac{(V_{N_2})_P}{V_T} = \frac{2.30}{26.0544} = 0.8560$$

$$r_{CO_2} = 133\ 200\ ppm$$

$$r_{O_2} = 10\ 800\ ppm$$

$$r_{N_2} = 855\ 900\ ppm$$

Se considera que una parte de  $CO_2$  se convierte a  $CO$  y que tanto  $N_2$  como  $O_2$  dará origen a una cantidad de  $NO_x$ , de lo anterior se puede determinar una composición real aproximada, la que se muestra a continuación:

$$r'_{CO_2} = 132\ 950\ ppm$$

$$r_{CO} = 250\ ppm^*$$

$$r'_{O_2} = 10\ 700\ ppm$$

$$r'_{N_2} = 855\ 800\ ppm$$

$$r_{NO_x} = 200\ ppm^*$$

\*Según Norma ecológica

Recalculando los volúmenes parciales:



$$V'_{CO_2} = r'_{CO_2} \times V_T = (132\,950 \times 10^{-6}) (26.0544) = 3.4638 \left[ \frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right]$$

$$V'_{CO} = r'_{CO} \times V_T = (250 \times 10^{-6}) (26.0544) = 0.0065 \left[ \frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right]$$

$$V'_{O_2} = r'_{O_2} \times V_T = (10\,700 \times 10^{-6}) (26.0544) = 0.2787 \left[ \frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right]$$

$$V'_{N_2} = r'_{N_2} \times V_T = (855\,800 \times 10^{-6}) (26.0544) = 22.2970 \left[ \frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right]$$

$$V'_{NO_x} = r'_{NO_x} \times V_T = (200 \times 10^{-6}) (26.0544) = 0.0052 \left[ \frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right]$$

Realizando un artificio matemático con la  $(\rho^N)$  del componente, así como con la  $(\rho_C^N)$  del combustible se deduce que:

$$V''_{CO_2} = V'_{CO_2} \times \frac{\rho_{CO_2}^N}{\rho_C^N} = 3.4638 \left[ \frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right] \left( \frac{1.9630 \left[ \frac{kg_{CO_2}}{Nm_{CO_2}^3} \right]}{2.2489 \left[ \frac{kg_C}{Nm_c^3} \right]} \right) = 3.0235 \left[ \frac{kg_{CO_2}}{kg_C} \right]$$

$$V''_{CO} = V'_{CO} \times \frac{\rho_{CO}^N}{\rho_C^N} = 0.0065 \left[ \frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right] \left( \frac{1.494 \left[ \frac{kg_{CO}}{Nm_{CO}^3} \right]}{2.2489 \left[ \frac{kg_C}{Nm_c^3} \right]} \right) = 0.0036 \left[ \frac{kg_{CO}}{kg_C} \right]$$

$$V'_{O_2} = V_{O_2} \times \frac{\rho_{O_2}^N}{\rho_C^N} = 0.2787 \left[ \frac{Nm^3}{Nm_C^3} \right] \left( \frac{1.4279 \left[ \frac{kg_{O_2}}{Nm_{O_2}^3} \right]}{2.2489 \left[ \frac{kg_C}{Nm_C^3} \right]} \right) = 0.1770 \left[ \frac{kg_{O_2}}{kg_C} \right]$$

$$V'_{N_2} = V_{N_2} \times \frac{\rho_{N_2}^N}{\rho_C^N} = 22.2970 \left[ \frac{Nm^3}{Nm_C^3} \right] \left( \frac{1.2494 \left[ \frac{kg_{N_2}}{Nm_{N_2}^3} \right]}{2.2489 \left[ \frac{kg_C}{Nm_C^3} \right]} \right) = 12.3873 \left[ \frac{kg_{N_2}}{kg_C} \right]$$

$$V'_{NO_x} = V_{NO_x} \times \frac{\rho_{NO_x}^N}{\rho_C^N} = 0.0052 \left[ \frac{Nm^3}{Nm_C^3} \right] \left( \frac{1.3386 \left[ \frac{kg_{NO_x}}{Nm_{NO_x}^3} \right]}{2.2534 \left[ \frac{kg_C}{Nm_C^N} \right]} \right) = 0.00308 \left[ \frac{kg_{NO_x}}{kg_C} \right]$$

**Caso B: Exceso de aire =  $\lambda = 20\%$   
Composición de los gases secos**

Los volúmenes parciales son:

$$(V_{CO_2})_P = 3.472 \left[ \frac{Nm_{CO_2}^3}{Nm_C^3} \right]$$

$$(V_{O_2})_P = O_{min} (\lambda - 1) = 5.6481 (1 - 1.20) = 1.1296 \left[ \frac{Nm_{O_2}^3}{Nm_C^3} \right]$$

$$(V_{N_2})_P = (r_{N_2})_C + 0.79 (X_{min} \cdot \lambda) = 0 + 0.79 (26.90 \cdot 1.20) = 25.4900 \left[ \frac{Nm_{N_2}^3}{Nm_C^3} \right]$$

Por lo que el volumen total (Base seca) es:

$$V_T = (V_{CO_2})_P + (V_{O_2})_P + (V_{N_2})_P$$

$$V_T = 3.472 + 1.1296 + 25.49 = 30.0916 \left[ \frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right]$$

Las fracciones volumetricas son iguales a:

$$r_{(CO_2)} = \frac{(V_{CO_2})_P}{V_T} = \frac{3.4720}{30.0916} = 0.1153$$

$$r_{(O_2)} = \frac{(V_{O_2})_P}{V_T} = \frac{1.1296}{30.0916} = 0.0375$$

$$r_{(N_2)} = \frac{(V_{N_2})_P}{V_T} = \frac{25.49}{30.0916} = 0.8471$$

Por lo que la composición ideal es:

$$r_{CO_2} = 115\,300 \text{ ppm}$$

$$r_{O_2} = 37\,500 \text{ ppm}$$

$$r_{N_2} = 847\,100 \text{ ppm}$$

Se considera que una parte de  $CO_2$  se convierte a  $CO$  y que tanto  $N_2$  como  $O_2$  dará origen a una cantidad de  $NO_x$ , de lo anterior se puede determinar una composición real aproximada, la que se muestra a continuación:

$$r'_{CO_2} = 115\,050 \text{ ppm}$$

$$r_{CO} = 250 \text{ ppm}^*$$

$$r'_{O_2} = 37\,400 \text{ ppm}$$

$$r'_{N_2} = 846\,900 \text{ ppm}$$

$$r'_{NO_x} = 200 \text{ ppm}^*$$

\* Según Norma ecológica

Recalculando los volúmenes parciales:

$$V'_{CO_2} = r'_{CO_2} \times V_T = (115\,050 \times 10^{-6}) (30.0916) = 3.4619 \left[ \frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right]$$

$$V'_{CO} = r'_{CO} \times V_T = (250 \times 10^{-6}) (30.0916) = 0.0075 \left[ \frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right]$$

$$V'_{O_2} = r'_{O_2} \times V_T = (37\,500 \times 10^{-6}) (30.0916) = 1.1254 \left[ \frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right]$$

$$V'_{N_2} = r'_{N_2} \times V_T = (846\,900 \times 10^{-6}) (30.0916) = 25.4840 \left[ \frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right]$$

$$V'_{NO_x} = r'_{NO_x} \times V_T = (200 \times 10^{-6}) (30.0916) = 0.0060 \left[ \frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right]$$

Realizando un artificio matemático con la  $(\rho^N)$  del componente, así como con la  $(\rho_C^N)$  del combustible se deduce que:

$$V'_{CO_2} = V_{CO_2} \times \frac{\rho_{CO_2}^N}{\rho_C^N} = 3.4619 \left[ \frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right] \left( \frac{1.9630 \left[ \frac{kg_{CO_2}}{Nm_{CO_2}^3} \right]}{2.2489 \left[ \frac{kg_C}{Nm_c^3} \right]} \right) = 3.0218 \left[ \frac{kg_{CO_2}}{kg_C} \right]$$

$$V'_{CO} = V_{CO} \times \frac{\rho_{CO}^N}{\rho_C^N} = 0.0075 \left[ \frac{Nm^3}{Nm^3} \right] \left( \frac{1.2134 \left[ \frac{kg_{CO}}{Nm^3_{CO}} \right]}{2.2489 \left[ \frac{kg_C}{Nm^3_C} \right]} \right) = 0.0042 \left[ \frac{kg_{CO}}{kg_C} \right]$$

$$V'_{O_2} = V_{O_2} \times \frac{\rho_{O_2}^N}{\rho_C^N} = 1.1254 \left[ \frac{Nm^3}{Nm^3} \right] \left( \frac{1.4279 \left[ \frac{kg_{O_2}}{Nm^3_{O_2}} \right]}{2.2489 \left[ \frac{kg_C}{Nm^3_C} \right]} \right) = 0.7149 \left[ \frac{kg_{O_2}}{kg_C} \right]$$

$$V'_{N_2} = V_{N_2} \times \frac{\rho_{N_2}^N}{\rho_C^N} = 25.4840 \left[ \frac{Nm^3}{Nm^3} \right] \left( \frac{1.2494 \left[ \frac{kg_{N_2}}{Nm^3_{N_2}} \right]}{2.2489 \left[ \frac{kg_C}{Nm^3_C} \right]} \right) = 14.1579 \left[ \frac{kg_{N_2}}{kg_C} \right]$$

$$V'_{NO_x} = V_{NO_x} \times \frac{\rho_{NO_x}^N}{\rho_C^N} = 0.00601 \left[ \frac{Nm^3}{Nm^3} \right] \left( \frac{1.3386 \left[ \frac{kg_{NO_x}}{Nm^3_{NO_x}} \right]}{2.2489 \left[ \frac{kg_C}{Nm^3_C} \right]} \right) = 0.0036 \left[ \frac{kg_{NO_x}}{kg_C} \right]$$

### 3.3.2.2 Productos de una combustión real aproximada para el Gas Natural

**Caso A: Exceso de aire =  $\lambda = 5\%$**

**Composición de los gases secos**

Los volúmenes parciales son:

$$(V_{CO_2})_P = 0.9560 \left[ \frac{Nm^3_{CO_2}}{Nm^3} \right]$$

$$(V_{O_2})_P = 0.0947 \left[ \frac{Nm^3_{O_2}}{Nm^3} \right]$$

$$(V_{N_2})_p = 7.5190 \left[ \frac{Nm^3_{O_2}}{Nm^3_c} \right]$$

Por lo que el volumen total (Base seca) es:

$$V_T = (V_{CO_2})_p + (V_{O_2})_p + (V_{N_2})_p$$

$$V_T = 0.9560 + 0.0947 + 7.5190 = 8.5637 \left[ \frac{Nm^3}{Nm^3_c} \right]$$

Las fracciones volumetricas son iguales a:

$$r_{(CO_2)} = \frac{(V_{CO_2})_p}{V_T} = \frac{0.9590}{8.5637} = 0.1118$$

$$r_{(O_2)} = \frac{(V_{O_2})_p}{V_T} = \frac{0.0947}{8.5637} = 0.0110$$

$$r_{(N_2)} = \frac{(V_{N_2})_p}{V_T} = \frac{7.5190}{8.5637} = 0.8770$$

Por lo que la composición ideal es:

$$r_{CO_2} = 111\ 800\ ppm$$

$$r_{O_2} = 11\ 000\ ppm$$

$$r_{N_2} = 877\ 000\ ppm$$

Se considera que una parte de  $CO_2$  se convierte a  $CO$  y que tanto  $N_2$  como  $O_2$  dará origen a una cantidad de  $NO_x$ , de lo anterior se puede determinar una composición real aproximada, la que se muestra a continuación:

$$r_{CO_2} = 111\,550 \text{ ppm}$$

$$r_{CO} = 250 \text{ ppm}^*$$

$$r_{O_2} = 10\,900 \text{ ppm}$$

$$r_{N_2} = 876\,900 \text{ ppm}$$

$$r_{NO_x} = 200 \text{ ppm}^*$$

\*Según Norma ecológica

Recalculando los volúmenes parciales:

$$V_{CO_2} = r_{CO_2} \times V_T = (111\,550 \times 10^{-6}) (8.5727) = 0.9562 \left[ \frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right]$$

$$V_{CO} = r_{CO} \times V_T = (250 \times 10^{-6}) (8.5727) = 0.00214 \left[ \frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right]$$

$$V_{O_2} = r_{O_2} \times V_T = (10\,900 \times 10^{-6}) (8.5727) = 0.0934 \left[ \frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right]$$

$$V'_{N_2} = r_{N_2} \times V_T = (879\,900 \times 10^{-6}) (8.57274) = 7.5174 \left[ \frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right]$$

$$V'_{NO_x} = r_{NO_x} \times V_T = (200 \times 10^{-6}) (8.5727) = 0.0017 \left[ \frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right]$$

Realizando un artificio matemático con la ( $\rho^N$ ) del componente, así como con la ( $\rho_c^N$ ) del combustible se deduce que:

$$V'_{CO_2} = V'_{CO_2} \times \frac{\rho_{CO_2}^N}{\rho_c^N} = 0.9562 \left[ \frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right] \left( \frac{1.9630 \left[ \frac{kg_{CO_2}}{Nm_{CO_2}^3} \right]}{0.7380 \left[ \frac{kg_c}{Nm_c^3} \right]} \right) = 2.5436 \left[ \frac{kg_{CO_2}}{kg_c} \right]$$

$$V'_{CO} = V'_{CO} \times \frac{\rho_{CO}^N}{\rho_c^N} = 0.00214 \left[ \frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right] \left( \frac{1.2494 \left[ \frac{kg_{CO}}{Nm_{CO}^3} \right]}{0.7380 \left[ \frac{kg_c}{Nm_c^3} \right]} \right) = 0.00362 \left[ \frac{kg_{CO}}{kg_c} \right]$$

$$V'_{O_2} = V'_{O_2} \times \frac{\rho_{O_2}^N}{\rho_c^N} = 0.0934 \left[ \frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right] \left( \frac{1.4279 \left[ \frac{kg_{O_2}}{Nm_{O_2}^3} \right]}{0.7380 \left[ \frac{kg_c}{Nm_c^3} \right]} \right) = 0.1807 \left[ \frac{kg_{O_2}}{kg_c} \right]$$

$$V'_{N_2} = V'_{N_2} \times \frac{\rho_{N_2}^N}{\rho_c^N} = 7.5174 \left[ \frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right] \left( \frac{1.2494 \left[ \frac{kg_{N_2}}{Nm_{N_2}^3} \right]}{0.7380 \left[ \frac{kg_c}{Nm_c^3} \right]} \right) = 12.7266 \left[ \frac{kg_{N_2}}{kg_c} \right]$$



$$V'_{NO_x} = V_{NO_x} \times \frac{\rho_{NO_x}^N}{\rho_C^N} = 0.0017 \left[ \frac{Nm^3}{Nm^3} \right] \left( \frac{1.3386 \left[ \frac{kg_{NO_x}}{Nm^3_{NO_x}} \right]}{0.7380 \left[ \frac{kg_C}{Nm^3} \right]} \right) = 0.003108 \left[ \frac{kg_{NO_x}}{kg_C} \right]$$

**Caso B: Exceso de aire =  $\lambda = 20\%$   
Composición de los gases secos**

Los volúmenes parciales son:

$$(V_{CO_2})_P = 0.9590 \left[ \frac{Nm^3_{CO_2}}{Nm^3} \right]$$

$$(V_{O_2})_P = O_{\min} (\lambda - 1) = 1.8955 \cdot (1 - 1.20) = 0.3791 \left[ \frac{Nm^3_{O_2}}{Nm^3} \right]$$

$$(V_{N_2})_P = (I_{N_2})_C + 0.79 (X_{\min} \cdot \lambda) = 0.032 + 0.79 (9.026 \cdot 1.20) = 8.5886 \left[ \frac{Nm^3_{N_2}}{Nm^3} \right]$$

Por lo que el volumen total (Base seca) es:

$$V_T = (V_{CO_2})_P + (V_{O_2})_P + (V_{N_2})_P$$

$$V_T = 0.9590 + 0.3791 + 8.5886 = 9.9267 \left[ \frac{Nm^3}{Nm^3} \right]$$

Las fracciones volumétricas son iguales a:

$$x_{(CO_2)} = \frac{(V_{CO_2})_P}{V_T} = \frac{0.9590}{9.9267} = 0.0966$$

Por lo que la composición ideal es:

$$r_{(O_2)} = \frac{(V_{O_2})_P}{V_T} = \frac{0.3791}{9.9267} = 0.0381$$

$$r_{(N_2)} = \frac{(V_{N_2})_P}{V_T} = \frac{8.5886}{9.9267} = 0.8652$$

$$r_{CO_2} = 96\,600 \text{ ppm}$$

$$r_{O_2} = 38\,100 \text{ ppm}$$

$$r_{N_2} = 865\,200 \text{ ppm}$$

Se considera que una parte de  $CO_2$  se convierte a  $CO$  y que tanto  $N_2$  como  $O_2$  dará origen a una cantidad de  $NO_x$ , de lo anterior se puede determinar una composición real aproximada, la que se muestra a continuación:

$$r'_{CO_2} = 96\,350 \text{ ppm}$$

$$r_{CO} = 250 \text{ ppm}^*$$

$$r'_{O_2} = 38\,000 \text{ ppm}$$

$$r'_{N_2} = 865\,100 \text{ ppm}$$

$$r_{NO_x} = 200 \text{ ppm}^*$$

según Norma ecológica

Recalculando los volúmenes parciales:

$$V'_{CO_2} = r'_{CO_2} \times V_T = (96\,350 \times 10^{-6}) (9.9267) = 0.6564 \left[ \frac{Nm^3}{Nm^3_C} \right]$$

$$V_{CO} = r_{CO} \times V_T = (250 \times 10^{-6}) (9.9267) = 0.0024 \left[ \frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right]$$

$$V'_{O_2} = r'_{O_2} \times V_T = (38\,000 \times 10^{-6}) (9.9267) = 0.3772 \left[ \frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right]$$

$$V'_{N_2} = r'_{N_2} \times V_T = (865\,100 \times 10^{-6}) (9.9267) = 8.5875 \left[ \frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right]$$

$$V_{NO_x} = r_{NO_x} \times V_T = (200 \times 10^{-6}) (9.9267) = 0.0019 \left[ \frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right]$$

Realizando un artificio matemático con la  $(\rho^N)$  del componente, así como con la  $(\rho_c^N)$  del combustible se deduce que:

$$V'_{CO_2} = V_{CO_2} \times \frac{\rho_{CO_2}^N}{\rho_c^N} = 0.9564 \left[ \frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right] \left( \frac{1.9630 \left[ \frac{kg_{CO_2}}{Nm_{CO_2}^3} \right]}{0.7380 \left[ \frac{kg_c}{Nm_c^3} \right]} \right) = 2.5440 \left[ \frac{kg_{CO_2}}{kg_c} \right]$$

$$V_{CO} = V_{CO} \times \frac{\rho_{CO}^N}{\rho_c^N} = 0.0024 \left[ \frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right] \left( \frac{1.2494 \left[ \frac{kg_{CO}}{Nm_{CO}^3} \right]}{0.7380 \left[ \frac{kg_c}{Nm_c^3} \right]} \right) = 0.0024 \left[ \frac{kg_{CO}}{kg_c} \right]$$

$$V'_{O_2} = V'_{O_2} \times \frac{\rho_{O_2}^N}{\rho_c^N} = 0.3772 \left[ \frac{Nm^3}{Nm_c^3} \right] \left( \frac{1.4279 \left[ \frac{kg_{O_2}}{Nm_{O_2}^3} \right]}{0.7380 \left[ \frac{kg_c}{Nm_c^3} \right]} \right) = 0.7298 \left[ \frac{kg_{O_2}}{kg_c} \right]$$

$$V'_{N_2} = V_{N_2} \times \frac{\rho_{N_2}^N}{\rho_C^N} = 8.5875 \left[ \frac{Nm^3}{Nm^3_C} \right] \left( \frac{1.2494 \left[ \frac{kg_{N_2}}{Nm^3_{N_2}} \right]}{0.7380 \left[ \frac{kg_C}{Nm^3_C} \right]} \right) = 14.5382 \left[ \frac{kg_{N_2}}{kg_C} \right]$$

$$V'_{NO_x} = V_{NO_x} \times \frac{\rho_{NO_x}^N}{\rho_C^N} = 0.0019 \left[ \frac{Nm^3}{Nm^3_C} \right] \left( \frac{1.3386 \left[ \frac{kg_{NO_x}}{Nm^3_{NO_x}} \right]}{0.7380 \left[ \frac{kg_C}{Nm^3_C} \right]} \right) = 0.0036 \left[ \frac{kg_{NO_x}}{kg_C} \right]$$

A continuación se muestra un resumen de las combustiones reales del Gas L.P. y el Gas Natural, para lo cual se tomó encuesta la Norma Ecológica para el Valle de México [1], dichas combustiones se muestran en las Tablas 3.9 y 3.10

Tabla 3.9 Caso Gas L.P.

Producto de la Combustión	λ = 5%		λ = 20%	
	[kg/kg <sub>c</sub> ]	[ppm]	[kg/kg <sub>c</sub> ]	[ppm]
*CO <sub>2</sub>	3.0174	132950	3.0157	115050
*CO	0.0036	250	0.0041	250
N <sub>2</sub>	12.3625	855800	14.1296	846900
*NO <sub>x</sub>	0.0030	200	0.0035	200
O <sub>2</sub>	0.1766	10700	0.7131	37400

\* Son considerados productos contaminantes

Tabla 3.10 Caso Gas Natural

Producto de la Combustión	$\lambda = 5\%$		$\lambda = 20\%$	
	[kg/kg <sub>c</sub> ]	[ppm]	[kg/kg <sub>c</sub> ]	[ppm]
*CO <sub>2</sub>	2.5436	111550	2.5440	96350
*CO	0.0036	250	0.0024	250
N <sub>2</sub>	12.7266	876900	14.5382	865100
*NO <sub>x</sub>	0.0031	200	0.0036	200
O <sub>2</sub>	0.1807	10900	0.7298	38000

\* Son considerados productos contaminantes

## **CAPITULO 4 Legislación Ambiental**

### **4.1 Introducción**

En este capítulo se trata de presentar de una manera clara y sencilla -mediante el uso de cuadros sinópticos- la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, incluyendo el Reglamento a seguir en Materia de Prevención y Control de la Contaminación a la Atmósfera.

Se incluye lógicamente una presentación de la Norma Oficial Mexicana NOM-CCAT-019-ECOL/1993 (NE), Contaminación atmosférica -fuentes fijas- niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de partículas (PM<sub>10</sub>), monóxido de carbono (CO), óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>), óxidos de azufre (SO<sub>x</sub>) y humo, así como los requisitos y condiciones para la operación de los equipos de combustión de calentamiento indirecto utilizados en las fuentes fijas, que usan combustibles fósiles líquidos.

Y como complemento, se elabora una comparación gráfica de la Norma Mexicana de la Calidad del Aire y distintas normas internacionales. Estas normas de calidad del aire establecen las concentraciones máximas de ciertos contaminantes a las que, de acuerdo con la experiencia nacional e internacional, se puede garantizar la no afectación de la salud.

### **4.2 Ley Federal del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente**

Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 28 de Enero de 1988.  
Gaceta Ecológica: Volumen 1, Numero 1, Junio de 1989.

ARTICULO 1º - La presente Ley es reglamentaria de las disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos que se refieren a la preservación y restauración del equilibrio ecológico, así como a la protección al ambiente, en el territorio nacional y las zonas sobre las que la nación ejerce su soberanía y jurisdicción. Sus disposiciones son de orden público e interés social y tiene por objeto establecer las bases para:

- I.- Definir los principios de la política ecológica general y regular los instrumentos para su aplicación
- II.- El ordenamiento ecológico
- III.- La preservación, la restauración y el mejoramiento del ambiente
- IV.- La protección de las áreas naturales y la flora y fauna silvestres y acuáticas
- V.- El aprovechamiento racional de los elementos naturales de manera que sea compatible la obtención de beneficios económicos con el equilibrio de los ecosistemas



**FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM  
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA**

# **CURSOS ABIERTOS**

**CLAVE: CA-333**

**DIPLOMADO EN USO Y MANEJO DEL GAS NATURAL**

**MÓDULO I: NORMATIVIDAD NACIONAL PARA EL MANEJO DEL GAS NATURAL**

**TEMA**

**USOS DEL GAS NATURAL EN MÉXICO**

**DEL 5 AL 12 ABRIL DE 2004**

**ING. ALFREDO SÁNCHEZ FLORES  
PALACIO DE MINERÍA  
ABRIL DE 2004**

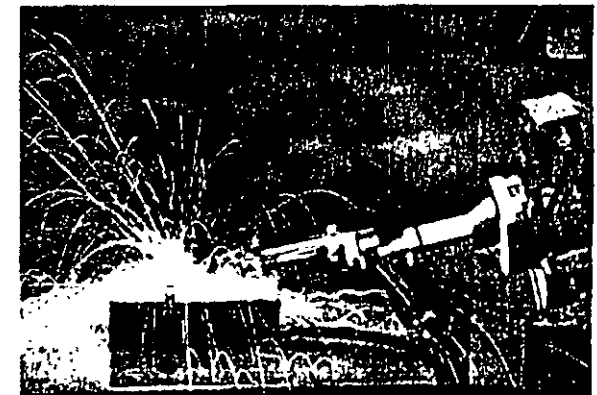
# Usos del Gas Natural en México

El uso de la energía se relaciona directamente con el desarrollo de la sociedad, su aplicación y consumo son factores que influyen en el crecimiento económico de un país.

La energía proveniente de los hidrocarburos ocupa desde hace casi un siglo un lugar primordial en el desarrollo de los pueblos. En México, Pemex Gas y Petroquímica Básica tiene la responsabilidad del abastecimiento nacional del gas natural.

El gas natural es una de las fuentes energéticas más importantes de que se dispone actualmente, asimismo representa a una de las más grandes empresas en nuestro país al contribuir en las finanzas nacionales de una manera muy importante, además de ocupar un lugar reconocido en el ámbito mundial.

En los últimos años en todo el mundo la demanda de gas natural ha crecido con rapidez y tiende a acelerarse. Los principales factores que determinan esta expansión son el crecimiento industrial, la nueva normatividad ambiental que promueve el uso de combustibles limpios y el cambio tecnológico, particularmente en la generación de electricidad.





# Usos del Gas Natural en Mexico

A principios de la década de los años 90, Petróleos Mexicanos decidió modificar su estructura organizativa a fin de mejorar la eficiencia y rentabilidad de la Empresa, pero no fue sino hasta mediados de 1992 cuando realmente se llevo a cabo la nueva organización quedando integrada por 1 (uno) Corporativo y 4 Subsidiarias; siendo estas:

**Pemex Exploración y Producción**

**Pemex Refinación**

**Pemex Gas y Petroquímica Básica**

**Pemex Petroquímica**

Las funciones y objetivos de cada Subsidiaria están perfectamente definidas; correspondiendo a Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) el proceso, almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de; Gas Natural, Gas Licuado del Petróleo (LPG) y Petroquímicos Básicos (hasta 7 carbonos).

Considerando que de los energéticos actuales el Gas Natural es el que más futuro tiene por ser entre otras cosas el que más fácil manejo tiene y el que menos contamina el medio ambiente y al mismo tiempo al que menos atención para su uso se le había venido dando, se decidió implementar las acciones Técnico Administrativas necesarias a fin de impulsar el uso de éste energético.

Para estar en condiciones de alcanzar los niveles de consumo y eficiencia para el período 1995-2000 fue necesario cambiar las "reglas del juego" para lo que se reformó el artículo 27 Constitucional y se creó la Comisión Reguladora de Energía (CRE) con adscripción a la Secretaría de Energía.

Estas acciones permitieron abrir las puertas a inversionistas Nacionales y Extranjeros para participar únicamente en Proyectos de Transporte y Distribución,

Asimismo en PGPB se crearon Dependencias encargadas de procesar, transportar y comercializar el Gas Natural.

# Ventajas del Gas Natural

## **Eficiencia**

**Energia Utilizable.**

**No requiere Activación.**

**Sin gastos de Mantto. en equipo mecanico de combustión.**

## **Precio.**

**Historicamente mas barato que otros energeticos como el gas lp, disel o gasolinas.**

**Sin subsidio.**

## **Ecologia.**

**Libre de emisiones de cenizas, humo y azufre.**

**Conversión economica respecto a la adaptación de equipos contaminates.**

**Estricta penalización a usuarios que no cumplan las especificaciones de la Norma de Emisiones al Medio Ambiente**

## **Seguridad**

**Mas seguro que otros energeticos.**

**Su baja densidad evita acumulación, y minimiza riesgos.**

## **Disponibilidad**

**Reservas suficientes para los proximos 60 años.**

**Se cuenta con mas de 10 puntos de inyección, eliminando falta de abasto por contingencias.**

**La infraestructuran de transporte se extiende por todo el territorio y con capacidad disponible**

# Quien utiliza Gas Natural

Los usos a los que actualmente se destina el gas natural abarcan una amplia gama de actividades que van desde la industria petroquímica (como materia prima en la producción de amoníaco y metanol), hasta diversos usos domésticos (para cocinar, calefacción y sistemas de aire acondicionado), pasando por el de combustible en la industria pesada (acero, química, cemento, vidrio, papel, etc.), el transporte y de manera muy importante, la generación de energía eléctrica.

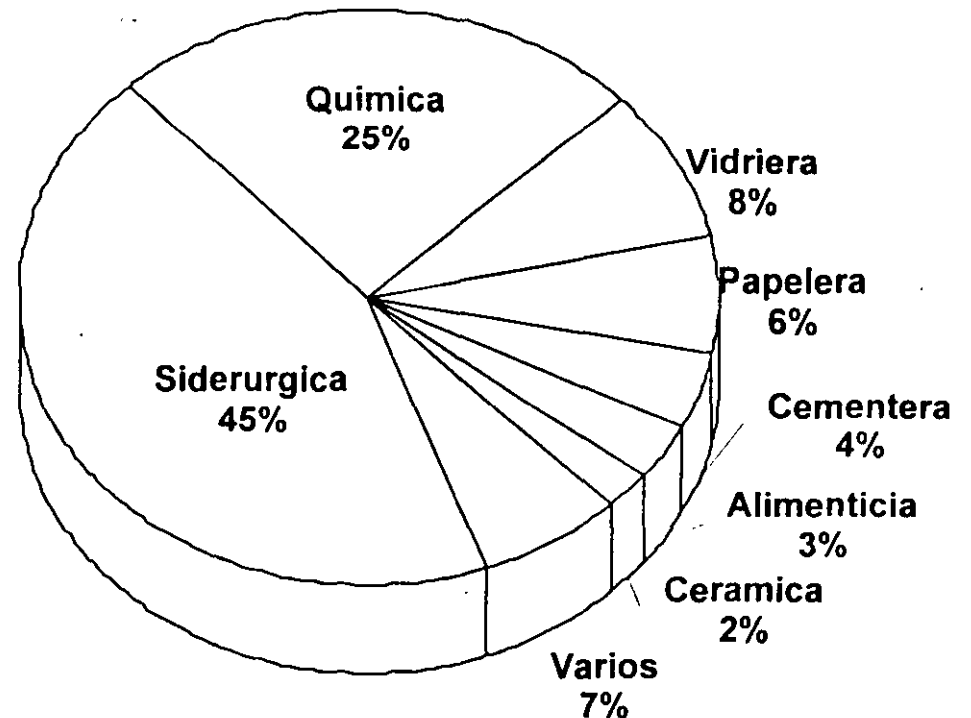
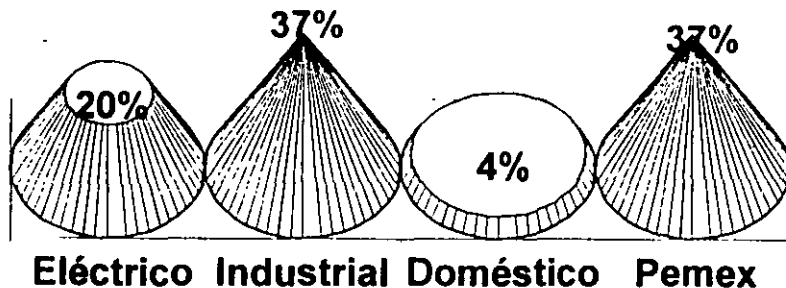
Para la industria y los consumidores de gas en general, el hecho de que el gas natural no requiere de un espacio especial para almacenarlo y que puede ser utilizado de manera segura y sin interrupción con sólo abrir la válvula constituye una ventaja importante.

La tendencia a sustituir otros combustibles con gas natural debido a sus múltiples ventajas, es cada vez mayor no sólo en México, sino en el resto de los países del mundo que cuentan con este recurso; países como Estados Unidos, Canadá, Argentina, Colombia, Francia, España, Inglaterra, Rusia, Australia, Venezuela, Argentina y Nueva Zelandia, entre otros, utilizan el gas natural con éxito. Aún aquéllos que tienen que incurrir en un costo elevado para importarlo, como sería el caso de Japón, están incrementando cada día su demanda por este energético.

# Consumidores de Gas Natural

En México, El Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural con una longitud de 9,185 Km suministra este energético a mas de 1,000 industrias, distribuidas a lo largo del territorio nacional, de las que destacan:

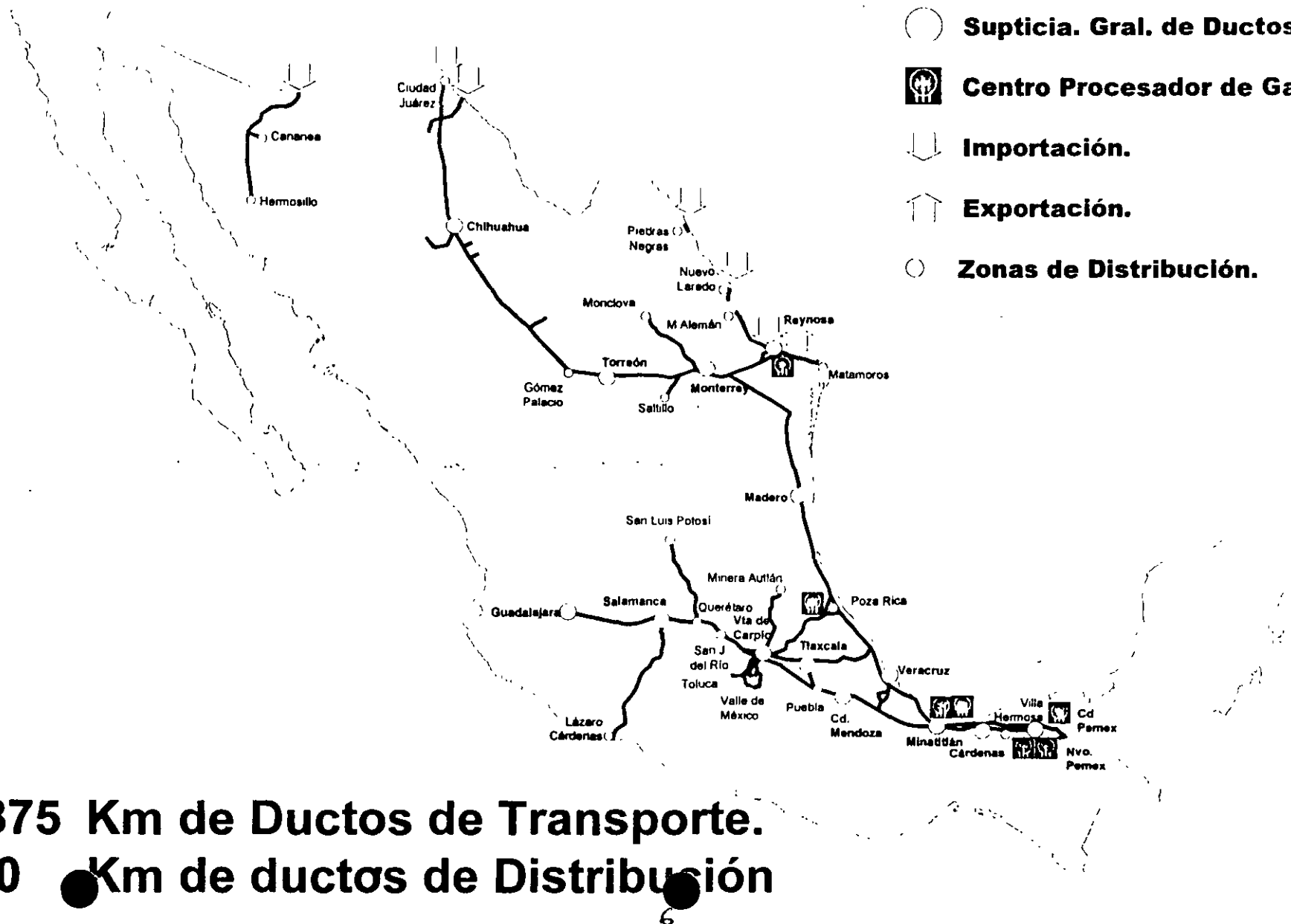
Plantas de ciclo combinado de CFE.  
Siderúrgicas.  
Cementeras.  
Industrias Químicas.  
Vidrieras  
Armadoras de Autos



En el aspecto domestico, en México el Gas Natural se limita a las grandes unidades habitacionales, solamente en el área metropolitana de la Ciudad de México alrededor de 135 mil familias utilizan este energético en sus estufas y calentadores

# Sistema de Transporte

- Supticia. Gral. de Ductos.
- 🏭 Centro Procesador de Gas.
- ⇓ Importación.
- ⇑ Exportación.
- Zonas de Distribución.



8,875 Km de Ductos de Transporte.

310 Km de ductos de Distribución

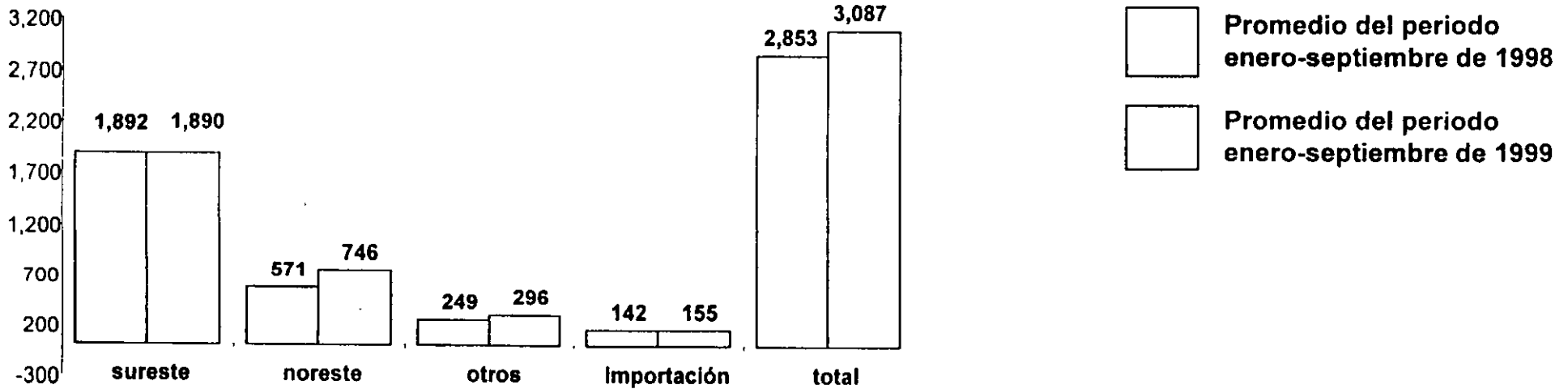
# Activos en Campo

<b>8,875</b>	<b>Km de Ductos de Transporte.</b>
<b>310</b>	<b>Km de ductos de Distribución.</b>
<b>7</b>	<b>Centros Procesadores de Gas.</b>
<b>5</b>	<b>Puntos de Inyección de Gas</b>
<b>14</b>	<b>Suptcias Grales de Ductos.</b>
<b>8</b>	<b>Estaciones de Compresión</b>
<b>495</b>	<b>Valvulas de Seccionamientos</b>
<b>194</b>	<b>Trampas de Diablos</b>
<b>483</b>	<b>Actuadores Gas Natural (SCADA)</b>

# Inyecciones-Extracciones

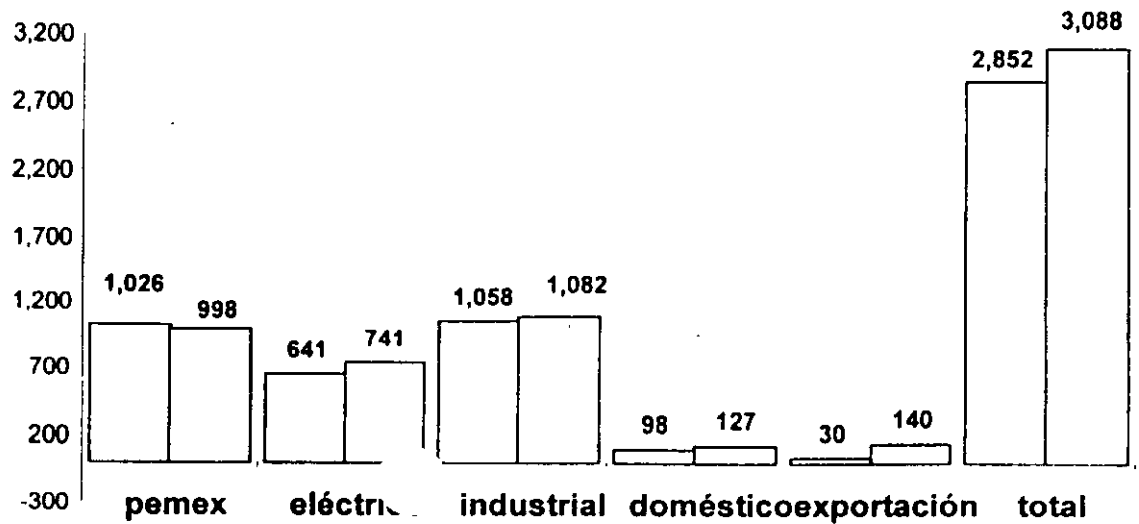
## inyecciones

[millones de pies cúbicos diarios]



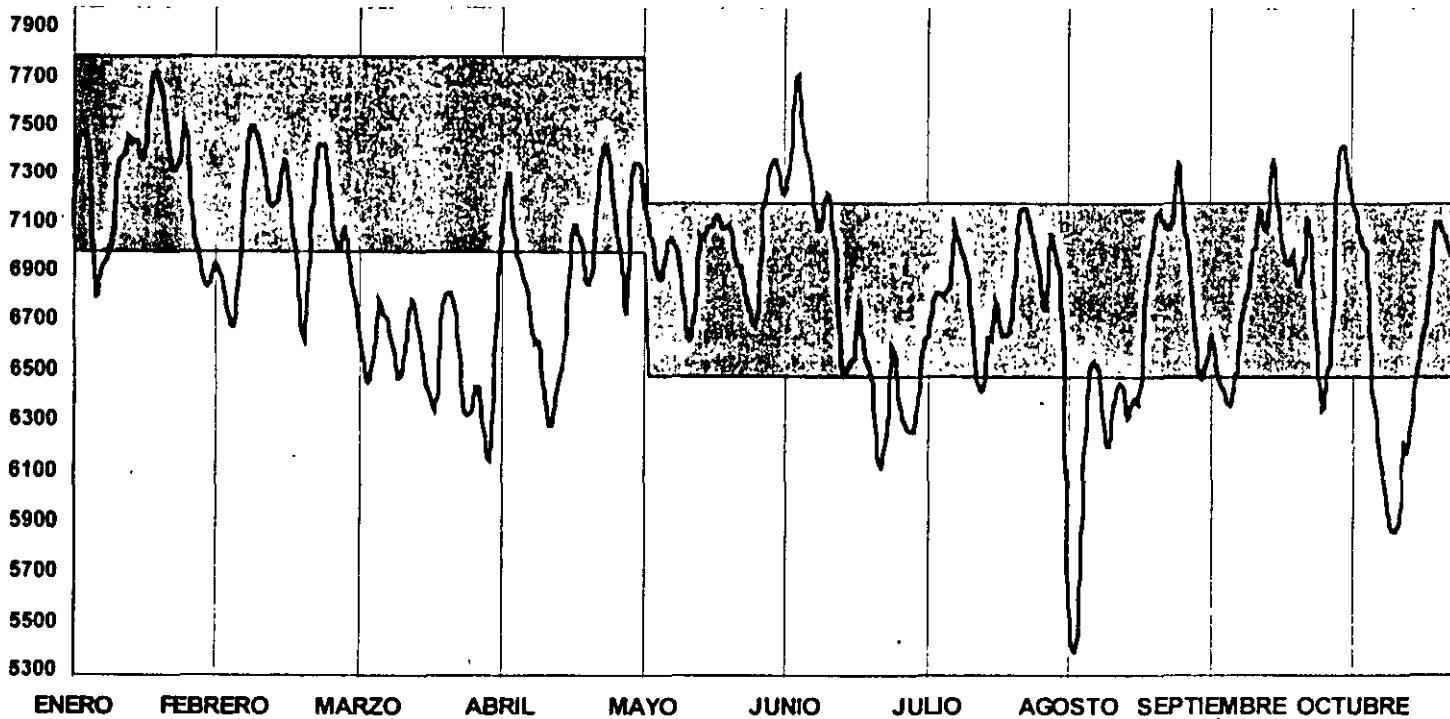
## extracciones

[millones de pies cúbicos diarios]



# Empaque

Empaque mensual 1999  
[millones de pies cúbicos]



 Banda operativa

— Empaque

Histórico  
millones de pies cúbicos

1999	empaque	inyección	extracción
superior	7,735	3,261	3,426
	enero 19	junio 1°	enero 4
inferior	5,388	2,132	2,497
	agosto 7	agosto 5	agosto 8



# Marco Regulatorio

## Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo de Petróleo

- Publica el decreto de modificación D.O.F. 11-051995.
- Se liberaliza el mercado del gas natural.

## Directiva sobre la determinación de Precios y Tarifas para actividades reguladas

- Publicada D.O.F. 15-03-1996.
- Lineamientos específicos para el cálculo de tarifas de transporte y distribución, ventas de Primera mano y la regulación del ingreso máximo promedio.

## Ley de la Comisión Reguladora de Energía

- Publicado D.O.F. 31-10-1995.
- Crea a la CRE como un órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía otorgándole autonomía técnica y operativo.

## Directiva de contabilidad para las actividades reguladas

- Publicado D.O.F. 3-06-1996.
- Lineamientos contables para las empresas reguladas.

## Reglamento de Gas Natural

- Publicado D.O.F. 8-11-1995.
- Desarrolla las reglas del mercado de gas natural para Pemex y los participantes

## Directiva para la determinación de las zonas geograficas de distribución

- Publicado D.O.F. 8-13-1996.
- Plantea los elementos económicos, legales y de planeación urbana para la definición de las zonas geográficas para fines de distribución

# Reglamento de Gas Natural

## Acceso Abierto

- ✓ Los permisionarios deben permitir a los usuarios el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a sus servicios, sujeto a que exista capacidad disponible y se celebre un contrato. (Art. 63).
- ✓ Es obligatoria la interconexión entre permisionarios, siempre y cuando exista capacidad disponible y la interconexión sea técnicamente viable (Art. 64).
- ✓ Los transportistas deberán extender o ampliar sus sistemas cuando el servicio sea económicamente viable o se celebre un convenio para cubrir su costo (Art. 65).

## Régimen de Permisos

- ✓ La solicitud de Permiso deberá contener entre otros (Art. 32):
- ✓ La descripción de los métodos y procedimientos de seguridad para la operación y el mantenimiento del sistema.
- ✓ Los programas y compromisos mínimos de inversión, así como las etapas y los plazos para llevarse a cabo.
- ✓ La propuesta de condiciones generales y tarifas para la prestación del servicio.
- ✓ El trayecto propuesto.
- ✓ La capacidad de transporte
- ✓ La justificación de la demanda.

# **Permiso de Transporte de Gas Natural**

## **Validación Regulatoria**

- 1.- Presentar información a la CRE en lo relativo a la actividad de transporte de gas, en los términos del Título de Permiso, Ley de la CRE, Reglamento de Gas Natural, Directivas expedidas por la CRE y Normas Oficiales Mexicanas.**
- 2.- Integrar y difundir las modificaciones y/o actualizaciones aprobadas al Permiso; así como cambios en las disposiciones en materia de regulación económica y que resulten aplicables a la actividad de transporte autorizada.**
- 3.- Negociar ante la CRE; modificaciones al Permiso conforme a los procedimientos definidos en el Título de Permiso y de la directiva que al efecto expida la CRE.**

## **Validación Jurídica**

**Es responsabilidad del área presentar la información derivada de las obligaciones específicas del permisionario en los términos legales correspondientes.**

# **Permiso de Transporte de Gas Natural**

## **Obligaciones del Permisionario**

**Será responsabilidad de cada área:**

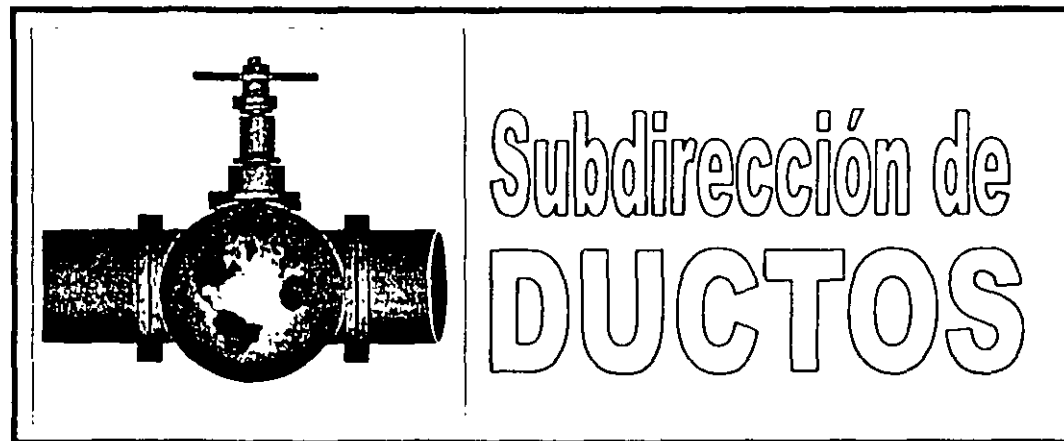
**1.- El cumplimiento en tiempo y forma de las obligaciones estipuladas en el Título de Permiso.**

**2.- Diseñar y documentar procedimientos internos para cada requerimiento de información estipulado por la CRE.**

**Los procedimientos deberán ser elaborados de acuerdo con la Norma para la Elaboración de Manuales de Procedimientos en PGPB (NO-OM2-900-10000-1 aprobada en marzo.**

# Obligaciones de Ductos para el permiso de Transporte

## PGPB-Ductos tiene 56 Obligaciones ante la CRE para Mantener el permiso de Transporte



- **Modificar el permiso, cuando se amplie la capacidad o se extienda el sistema.**
- **Informar a la CRE cuando se pacte con los usuarios tarifas convencionales.**
- **Desarrollar el sistema de acuerdo con los programas , plazos y compromisos mínimos de inversión previstos.**
- **Contratar y mantener vigentes los seguros.**
- **Estados financieros auditados y dictaminados**

# Obligaciones de Ductos para el permiso de Transporte

- Gráficas de estaciones de compresión.
- Avance del proyecto SCADA e información que genera en medio magnético.
- Servicio de recepción y quejas, reportes de emergencia y atención de fugas en el sistema.
- Atender de inmediato los llamados de emergencia de los usuarios.
- Operación del sistema en conformidad con las NOM aplicables o a falta de ellas con las especificaciones señaladas en el anexo 4.
- Continuar realizando la conducción y entrega de gas a través de los ramales específicos, responsabilizándose de su operación mantenimiento y seguridad.
- Plan detallado con especificaciones de los métodos y procedimientos de O&M y seguridad del sistema.
- Informe de Seguridad
- Auditorías Técnicas
- Bitácora para la supervisión, O&M del sistema.
- Aviso de cualquier hecho que ponga en peligro la salud y seguridad públicas
- Informe sobre la causas que originaron el siniestro y las medidas tomadas para su control.
- Programa de Mantenimiento
- Utilizar equipos, materiales, instalaciones y demás dispositivos que cumplan con las caract y especific. establecidas por las NOM aplicables a falta de ellas, las internacionalmente aplicadas en la industria.
- Actualizar las especificaciones, los equipos, materiales, instalaciones y demás dispositivos utilizados en el sistema y los métodos y procedimientos de seguridad.
- Realizar las pruebas y medidas de verificación previstas en el Anexo 4 para comprobar que las especificaciones técnicas se ajustan a las descritas en los anexos 3 y 4.
- Capacitar al personal para la prevención y atención de siniestros.

# Obligaciones de Ductos para el permiso de Transporte

- Llevar a cabo la O&M del sistema conforme a los métodos y procedimientos de seguridad descritos
- en el Anexo 4.
- Cumplir con las especificaciones técnicas y obs. los métodos y procedimientos de seguridad descritos en los Anexos 3 y 4.
- El sistema deberá cumplir con las características de tecnología, diseño, ingeniería, construcción y ubicación descritas en el Anexo 3
- Presentar los resultados de las corridas de diablos instrumentados de acuerdo con lo indicado en los Anexos 3,4 y 5.
- Estudios de aereofotogrametría correspondientes a los gasoductos troncales del sistema.
- Dar aviso sobre la localización de los nuevos puntos de entrega o recepción.
- Proporcionar en las oficinas regionales correspondiente una copia de las Condiciones Generales.
- Publicar oportunamente la información referente a capacidad disponible y acuélla no contratada.
- Dar aviso de inmediato de cualquier modificación de las condiciones en la prestación del servicio.
- Responder a toda solicitud de servicio de transporte en un plazo de 30 días hábiles.
- Informar oportunamente sobre cualquier circunstancia que afecte o pueda afectar negativamente la prestación del servicio.
- Atender las quejas y reclamaciones de los usuarios en el término de 10 días.
- Contratar de servicio de transporte

# Obligaciones de Ductos para el permiso de Transporte

- Presentación del Instrumento Jurídico para su aprobación
- Capacidad reservada, disponible y utiliza. por trayecto Reserva de Capacidad en el sistema referidas al Instrumento Jurídico
- Factor de utilización y factor de carga
- Cantidades de gas por punto de iny. y ext.
- Flujos transportados por trayecto
- Presiones promedio por trayecto
- Desbalances
- Calidad del gas
- Informe sobre gas combustible y pérdidas de gas
- Conexiones, extensiones y ampliaciones
- Factibilidad de nuevas modalidades del servicio
- Ajustar tarifas en la forma y con la periodicidad que establece la Directiva.
- Presentar informe sobre la inversión realizada.
- Cálculo del ingreso obtenido conforme a la Directiva
- Ingresos derivados de las tarifas convencionales y de las tarifas reguladas.
- Volúmenes conducidos, separando los relacionados con los ingresos derivados de la tarifa convencional y los relacionados con los ingresos derivados de la tarifa regulada.
- Los costos fijos y variables de los servicios prestados
- Los costos trasladados a los usuarios.
- El costo de las inversiones realizadas
- Dar aviso cuando la capacidad establecida en el permiso se incremente a través de compresión.



# Mantenimiento y Operación

Uno de los requerimientos más importantes que exige la CRE para otorgar el Permiso de transporte es contar con información documental de todos los Programas de Construcción, Operación, Mantenimiento y Seguridad de las instalaciones que transportar y distribuyen Gas Natural.

La Subdirección de Ductos de Pemex Gas y Petroquímica Básica, para cumplir con estos requisitos cuenta con 2 Gerencias Operativas .

**Gerencia de  
Mantenimiento**

**Subgerencia  
de Ope. Campo**

**Subgerencia  
de Seguridad**

**Subgerencia  
de Tecnología**

**Subgerencia  
Control de Flujos**

**Subgerencia  
de SCADA**

**Subgerencia  
de Medición**

**Gerencia de Operación**



**FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM  
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA**

# **CURSOS ABIERTOS**

**CLAVE: CA-333**

**DIPLOMADO EN USO Y MANEJO DEL GAS NATURAL  
MÓDULO I: NORMATIVIDAD NACIONAL PARA EL MANEJO DEL GAS NATURAL**

**TEMA**

**UNIVERSO DE LA INDUSTRIA DEL GAS  
NATURAL**

**DEL 5 AL 12 ABRIL DE 2004**

**ING. ALFREDO SÁNCHEZ FLORES  
PALACIO DE MINERÍA  
ABRIL DE 2004**

## UNIVERSO DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL

### ANTECEDENTES

La reestructuración en la industria del gas natural, promovida por la modificación de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional propició la creación de un Organismo Público Descentralizado denominado Comisión Reguladora de Energía (CRE), la cual es la entidad encargada de establecer el marco regulador, jurídico y normativo necesarios para el desarrollo de la industria del gas natural.

En 1996 fue publicado el Reglamento de Gas Natural el cual establece que la CRE puede otorgar, esencialmente, 7 tipos de permisos:

- 1 **Permisos de Transporte.** Consisten básicamente en otorgar a una empresa un permiso para llevar gas natural de un punto a otro, en un trayecto y una capacidad previamente definidos.
- 2 **Permiso de Transporte para Usos propios.** Consisten básicamente en otorgar a un usuario un permiso para llevar gas natural de un punto a otro, en un trayecto y una capacidad previamente definidos, para uso exclusivo del titular del permiso.
- 3 **Permiso de Transporte para Autoabastecimiento.** Consisten básicamente en otorgar a varios usuarios, agrupados en una sociedad, un permiso para llevar gas natural de un punto a varios otros, en un trayecto y una capacidad previamente definidos, para uso exclusivo de los miembros de la sociedad titular del permiso.
- 4 **Permiso de Distribución.** Consisten básicamente en otorgar a una empresa, un permiso para distribuir gas natural en una zona geográfica previamente determinada.
- 5 **Permiso de Almacenamiento.** Consisten básicamente en otorgar a una empresa, un permiso para almacenar gas natural en una zona geográfica y capacidad previamente determinada.
- 6 **Permisos de Transporte de Gas Licuado de Petróleo.** Consisten básicamente en otorgar a una empresa un permiso para llevar gas licuado de petróleo (L.P.) mediante ductos de un punto a otro, en un trayecto y una capacidad previamente definidos.
- 7 **Permiso de Distribución de Gas Licuado de Petróleo mediante Ductos.** Consisten básicamente en otorgar a una empresa, un permiso para distribuir mediante ductos gas licuado de petróleo (L.P.) en una ciudad determinada.

Como Marco Normativo para regular la operación de los distintos tipos de permisos, la CRE ha publicado las siguientes Normas Oficiales Mexicanas:

- |                    |  |
|--------------------|--|
| NOM-001-SECRE-1997 | Norma Oficial Mexicana "Calidad del Gas Natural". (27/01/98)                               |
| NOM-002-SECRE-1997 | Norma Oficial Mexicana "Instalaciones para el Aprovechamiento del Gas Natural". (26/01/98) |

NOM-003-SECRE-1997	Norma Oficial Mexicana "Distribución de Gas Natural". (15/05/98)
NOM-004-SECRE-1997	Norma Oficial Mexicana "Gas Natural Licuado. - Instalaciones Vehiculares". (26/01/98)
NOM-005-SECRE-1997	Norma Oficial Mexicana "Gas Natural Licuado. - Estaciones de Servicio". (28/01/98)
NOM-006-SECRE-1997	Norma Oficial Mexicana "Odorización del Gas Natural". <b>Proyecto.</b> (05/11/98)
NOM-007-SECRE-1998	Norma Oficial Mexicana "Transporte de Gas Natural". <b>Proyecto.</b> (25/11/98)
NOM-008-SECRE-1998	Norma Oficial Mexicana "Protección Catódica de Tuberías de Acero para la Conducción de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo". <b>Proyecto.</b> (12/11/98)

#### COMENTARIOS A LAS NORMAS OFICIALES MEXICANAS PUBLICADAS.

NOM-001-SECRE-1997	"Calidad del Gas Natural". La aplicación de esta NOM únicamente servirá en el momento en que se importe gas y para regular las transacciones entre grandes proveedores y grandes consumidores. Ya que mas bien se trata de una norma comercial y no de seguridad, <u>no requiere Unidades de Verificación.</u>
NOM-002-SECRE-1997	"Instalaciones para el Aprovechamiento del Gas Natural". Esta NOM contiene errores de origen ya que no define las funciones de las Unidades de Verificación. La verificación del cumplimiento de los requisitos de esta NOM <u>requiere como Unidades de Verificación tanto a Personas Físicas como a Personas Morales.</u>
NOM-003-SECRE-1997	"Distribución de Gas Natural". La verificación del cumplimiento de los requisitos de esta NOM, por su complejidad, <u>requiere como Unidades de Verificación únicamente a Personas Morales.</u>
NOM-004-SECRE-1997	"Gas Natural Licuado.-Instalaciones Vehiculares". La aplicación de esta NOM es improbable ya que la tecnología del GNL posiblemente no se aplique en el país. (es muy costosa).
NOM-005-SECRE-1997	"Gas Natural Licuado.-Estaciones de Servicio". La aplicación de esta NOM es improbable ya que la tecnología del GNL posiblemente no se aplique en el país.
NOM-006-SECRE-1997	"Odorización del Gas Natural". La verificación del cumplimiento de los requisitos de esta NOM está íntimamente ligado al de la NOM 003-SECRE. <u>No requiere Unidades de Verificación.</u>

- NOM-007-SECRE-1998 "Transporte de Gas Natural". La verificación del cumplimiento de los requisitos de esta NOM, por su complejidad, requiere con Unidades de Verificación únicamente a Personas Morales.
- NOM-008-SECRE-1998 "Protección Catódica de Tuberías de Acero para la Conducción de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo". La verificación de esta NOM está íntimamente ligado al de las NOM's 002, 003 y 007. No requiere Unidades de Verificación.

### ESTADO ACTUAL. (Permisos y Compromisos)

A partir de 1996, la Comisión Reguladora de Energía a efectuado licitaciones y ha otorgado Permisos de Distribución a diversas empresas, las cuales, al aceptar los permisos, también han aceptado los compromisos de desarrollar las distintas Zonas geográficas, habiendo establecido con cada una de las empresas los siguientes compromisos mínimos<sup>1</sup>.

ZONA DE INFLUENCIA		Fecha del Permiso	# de Usuarios Comprometidos
Ciudades	Estado		
Mexicali	B.C.N	27-Sept-96	25,346
Piedras Negras	Coah.	20-Mar-97	25,608 <sup>2</sup>
Chihuahua, Delicias, Anáhuac y Cd. Cuahutémoc	Chih.	20-May-97	51,453
Hermosillo, Guaymas y Empalme	Son.	09-Jun-97	26,250
Saltillo, Ramos Arizpe y Arteaga	Coah.	20-Jun-97	40,027 <sup>3</sup>
Zona Metropolitana de Toluca	Méx.	03-Sep-97	47,279 <sup>4</sup>
Monterrey, (Mexicana de Gas)	N.L.	19-Sept-97	50,079 <sup>5</sup>
Nuevo Laredo	Tamps.	17-Nov-97	25,029 <sup>6</sup>
Ciudad Juárez	Chih.	02-Dic-97	129,045 <sup>7</sup>
Tampico y Altamira	Tamps.	19-Dic-97	28,338
Reynosa, Matamoros y Valle Hermoso	Tamps.	27-Mar-98	36,447
Monterrey (Gas Natural México)	N.L.	24-Abr-98	557,052 <sup>8</sup>
México	D.F.	03-Sept-98	439,253 <sup>9</sup>
28 Municipios conurbados a la Ciudad de México	Méx.	03-Sept-98	374,698 <sup>10</sup>
Querétaro y San Juan del Río	Qro.	10-Dic-98	50,001 <sup>11</sup>
Celaya, Salamanca, Irapuato, Silao y León	Gto.	15-Ene-99	72,384

<sup>1</sup> El cumplimiento de los compromisos deben cumplirse en los primeros cinco años contados a partir de la fecha de otorgamiento del permiso.

<sup>2</sup> A la fecha en que se otorgó el permiso, en Piedras Negras estaban conectados 12,350 usuarios.

<sup>3</sup> A la fecha en que se otorgó el permiso, en la zona estaban conectados 22,960 usuarios.

<sup>4</sup> A la fecha en que se otorgó el permiso, en la zona estaban conectados 130 usuarios.

<sup>5</sup> A la fecha en que se otorgó el permiso, esta empresa tenía conectados 13,186 usuarios en la zona.

<sup>6</sup> A la fecha en que se otorgó el permiso, en Nuevo Laredo estaban conectados 10,172 usuarios.

<sup>7</sup> A la fecha en que se otorgó el permiso, en Ciudad Juárez estaban conectados 72,167 usuarios.

<sup>8</sup> A la fecha en que se otorgó el permiso, esta empresa tenía conectados 320,786 usuarios en la ciudad.

<sup>9</sup> A la fecha en que se otorgó el permiso, en la ciudad estaban conectados 91,603 usuarios.

<sup>10</sup> A la fecha en que se otorgó el permiso, en la zona estaban conectados 35,646 usuarios.

<sup>11</sup> A la fecha en que se otorgó el permiso, en la zona estaban conectados 20,163 usuarios.

Bajío Norte: Aguascalientes y Zacatecas		13	50,000
Baja California Norte: Tijuana, Rosarito y Ensenada		14	60,000

## COMENTARIOS

- 1 Como puede verse, la distribución del gas natural no se ha iniciado en el Sur del país, por lo que, por el momento, los estados del Sur no requieren Unidades de Verificación.
- 2 Dado que las empresas titulares de los permisos de distribución requieren entre 8 y 10 meses para iniciar las operaciones de construcción (requieren proyectos, análisis de riesgos, selección de contratistas, acopio de materiales, permisos de construcción locales y federales, etc.), es aceptable considerar que el número de usuarios (contando con los cambios en aproximadamente 50 meses. (Los últimos a partir de la fecha en que les otorgaron los permisos).
- 3 El avance de la construcción y conexión de redes de distribución de gas natural, en base a información suministrada por las distintas empresas distribuidoras, se muestra en la siguiente tabla:

Zona Geográfica	Estado	Instalaciones <sup>1</sup>			Total
		en construcción	existentes	construidas	
Mexicali	B.C.N	4,000		4,000	27,100
Baja California Norte.	B.C.N	60,000			60,000
Piedras Negras	Coah.	12,350	12,350	4,118	9,143
Saltillo	Coah.	22,960	22,960	9,184	7,806
Torreón y Durango	Coah.-Dgo.	5,000			50,000
Ciudad Juárez	Chih.	72,167	72,167	8,160	48,000
Chihuahua	Chih.	17	17	4,512	46,000
Hermosillo	Son.			1,712	24,000
Monterrey, (MG)	N.L.		13,186	9,120	27,000
Monterrey (GNM)	N.L.		320,786	4,100	232,000
Nuevo Laredo	Tamps.		10,172	4,060	10,000
Tampico, Madero y Altamira	Tamps.			460	27,000
Reynosa y Matamoros	Tamps.			166	36,000
México	D.F.		91,603		347,000
Edo. de México	Méx.		35,646		339,000
Toluca	Méx.		130		27,000
Querétaro y San Juan del Río	Qro.		20,163		20,836
Bajío Sur	Gto.				72,384
Bajío Norte	Ags.-Zac.				50,000

1. El número de usuarios es el mínimo estimado para la zona. El número de usuarios es el mínimo estimado para la zona.

14. Próxima Licitación. El número de usuarios es el mínimo estimado para la zona.

1. Para efecto de estimar el número de Unidades de verificación necesarias por región o estado, en la tabla se incluyeron las zonas que se encuentran en licitación y las dos próximas licitaciones.

		2,136,169	599,180 <sup>3</sup>		1,497,000
		1,539,109			

- 4 Del número de usuarios comprometidos por las empresas titulares de los permisos de distribución, se valoró considerar entre 1 y 2 usuarios comerciales y entre 1 y 2 usuarios industriales y entre el 1 y 2 usuarios como usuarios comerciales. Ambos tipos de usuarios (erróneamente) están regidos por la NOM-002-SECRE-1997 "Instalaciones para el Aprovechamiento del Gas Natural". La NOM en cuestión, entre otras cosas, no define con claridad a los usuarios comerciales de servicios domiciliarios. Esta falta de definición hace que los distintos distribuidores hagan su propia clasificación acerca de los usuarios comerciales e industriales.
- 5 Dadas las cifras de la tabla en el comentario 3 y las estimaciones del comentario 4, más los requisitos de infraestructura y contractuales que imponen las industrias y las empresas de servicios grandes para contratar servicios de verificación, se considera conveniente acreditar dos tipos de Unidades de Verificación para la NOM-002-SECRE, proponiéndose los siguientes criterios:
- Unidad de Verificación, **persona física**, para verificar instalaciones cuyo consumo máximo sea de hasta 60 m<sup>3</sup>/día. En este tipo caen todas las instalaciones domésticas y las instalaciones comerciales e industriales chicas, tales como tortillerías, panaderías, cocinas económicas, loncherías, etc.
  - Unidad de Verificación, **persona moral**, para verificar todo tipo de instalaciones de aprovechamiento con consumo superior a los 61 m<sup>3</sup>/día.
- 6 Bajo la propuesta y consideraciones anteriores, la necesidad de Unidades de Verificación en los diferentes estados o regiones, únicamente para verificar las instalaciones faltantes (por construirse en los próximos 50 meses) queda como sigue:

	Ciudades o Regiones	Instalaciones
	Mexicali, Tecate	21,346
	Tijuana, Rosarito y Ensenada	60,000
	Piedras Negras	9,140
	Saltillo	7,883
	Torreón	35,000
	Lerdo y Gomez Palacio	3,000
	Durango	12,000
	Ciudad Juárez, Chihuahua	95,642
	Hermosillo	24,538
	Monterrey	259,939

<sup>2</sup> Este número de usuarios se refiere a los usuarios que se comprometen a pagar por el servicio de distribución.

<sup>3</sup> Número de instalaciones existentes en el país al iniciarse el proceso de privatización de la industria del gas natural que será necesario "regularizar" (Por convencimiento).

<sup>4</sup> Este número de usuarios pendientes de conectar y a los que es necesario proporcionar el servicio de distribución.

	Nuevo Laredo	10,797
	Tampico, Madero y Altamira	27,878
	Reynosa y Matamoros	36,281
	Zona Metropolitana de la Ciudad de México	686,702
	Toluca	47,149
	Querétaro y San Juan del Río	29,838
	Celaya, Salamanca, Irapuato, Silao y León	72,384
	Aguascalientes	32,000
	Zacatecas	18,000

- 7 En base a las consideraciones del comentario 2 y del comentario 4, el número de instalaciones por verificar en las distintas ciudades o regiones, considerando aceptable un promedio del 1.5 % de instalaciones grandes, se expresa en la siguiente tabla:

Ciudades o Regiones	Instalaciones Totales 5 <sup>o</sup> año	Instalaciones Mensuales	
		< 60 m <sup>3</sup> /día	
Mexicali, Tecate,	21,346	421	
Tijuana, Rosarito y Ensenada	60,000	1,182	
Piedras Negras	9,140	180	
Saltillo	7,863	155	
Torreón	35,000	690	
Lerdo y Gómez Palacio	3,000	59	
Durango	12,000	236	
Ciudad Juárez, Chihuahua	95,642	1,884	
Hermosillo	24,538	483	
Monterrey	259,939	5,121	
Nuevo Laredo	10,797	213	
Tampico, Madero y Altamira	27,878	549	
Reynosa y Matamoros	36,281	715	
Zona Metropolitana de la Ciudad de México	686,702	13,528	
Toluca	47,149	929	
Querétaro y San Juan del Río	29,838	588	
Celaya, Salamanca, Irapuato, Silao y León	72,384	1,426	
Aguascalientes	32,000	630	
Zacatecas	18,000	355	

- 8 Segmentando aún más el cálculo, el número de instalaciones con consumo menor a 60 m<sup>3</sup>/día en promedio diario, considerando 25 días de trabajo por mes, será el siguiente:

Ciudades o Regiones	Verificaciones < 60 m <sup>3</sup> /día Diarias Prom.
Mexicali, Tecate,	17
Tijuana, Rosarito y Ensenada	47
Piedras Negras	7
Saltillo	6
Torreón	28
Lerdo y Gómez Palacio	2
Durango	9



Ciudad Juárez, Chihuahua		75
Hermosillo		19
Monterrey		205
Nuevo Laredo		9
Tampico, Madero y Altamira		22
Reynosa y Matamoros		29
Zona Metropolitana de la Ciudad de México		541
Toluca		37
Querétaro y San Juan del Río		24
Celaya, Salamanca, Irapuato, Silao y León		57
Aguascalientes		25
Zacatecas		14

- 9 Es válido suponer que una Unidad de Verificación, persona física, con una buena organización y administración del tiempo, en promedio puede efectuar entre 17 y 47 verificaciones diarias por lo que el número de Unidades de verificación que es necesario acreditar en forma urgente, para cada región o ciudad, se muestran en la siguiente tabla:

Ciudades o Regiones	Verificaciones Diarias	Unidades Necesarias
Mexicali, Tecate,	17	4
Tijuana, Rosarito y Ensenada	47	10
Piedras Negras	7	2
Saltillo	6	1
Torreón	28	6
Lerdo y Gómez Palacio	2	Anexas a Torreón
Durango	9	2
Ciudad Juárez, Chihuahua	75	15
Hermosillo	19	5
Monterrey	205	41
Nuevo Laredo	9	2
Tampico, Madero y Altamira	22	5
Reynosa y Matamoros	29	6
Zona Metropolitana de la Cd. de México	541	110
Toluca	37	8
Querétaro y San Juan del Río	24	5
Celaya, Salamanca, Irapuato, Silao y León	57	12
Aguascalientes	25	5
Zacatecas	14	3
Total de Unidades de verificación por acreditar urgentemente		242

- 10 En base al análisis anterior, siempre y cuando se acepte por la EMA y el Subcomité de Evaluación la propuesta del comentario 5, para efecto de acreditar Unidades de Verificación **personas físicas** en la NOM-002-SECRE-1997 "Instalaciones para el Aprovechamiento del Gas Natural", se proponen los siguientes requisitos mínimos:

- a) Ser Ingeniero Titulado en una carrera en cuya currícula estén incluidas las materias de "Termodinámica" y "Flujo de Fluidos Compresibles". Entre las carreras aceptables están las Ingenierías Mecánica, Mecánica-Eléctrica, Industrial con especialidad Industrial, Química y Petrolera
  - b) Ser persona física con actividad empresarial o en el libre ejercicio de la profesión, es decir, no puede ser empleado de nadie. Esto debe demostrarlo mediante la exhibición de la Declaración de Impuestos ante la SHCP del último año. Este requisito debe ser permanente, posiblemente cada semestre.
  - c) Demostrar su experiencia mediante CARTA CERTIFICADA por el respectivo Colegio en donde se detalle su experiencia previa y el nivel de actualización de sus conocimientos, tanto técnicos como normativos y reglamentarios de la especialidad.
  - d) Tener su Manual de Calidad y su Manual de Procedimientos propios, tal que reflejen fielmente su estructura y organización.
  - e) Disponer de una oficina, (puede ser su casa), en donde tenga, (cuando menos), para uso como Unidad de Verificación, una línea telefónica, un fax, una computadora con conexión a Internet
  - f) Aprobar la Auditoría que efectúe el grupo de trabajo designado por el Subcomité de Evaluación de Unidades de Verificación de Gas Natural. Si el candidato no tiene una UV en otra especialidad, la permitida por el organismo regulador, el grupo de trabajo.
- 11 Para acreditar Unidades de Verificación **personas morales** en la NOM-002-SECRE-1997 "Instalaciones para el Aprovechamiento del Gas Natural", se estará a lo indicado en la NOMX-CC-16-1993 y demás requisitos que imponga el organismo regulador.
- 12 Con base al Marco Normativo existente y a los tipos de permisos de operación que la CRE establece, se efectuado en el presente trabajo, se propone que el Subcomité de Evaluación de Unidades de Verificación de Gas Natural opere con los siguientes esquemas y grupos de trabajo:



1 La MCM tiene el derecho y debe revisar y aprobar los procedimientos internos de cada Colegio por la emisión de tales documentos. En su caso, celebrar los Convenios respectivos



<sup>1</sup> Acreditadas bajo los requisitos de la NMX-CC-16 y los del organismo regulador.

<sup>2</sup> Unicamente para instalaciones cuya demanda sea igual o menor a 60 m<sup>3</sup>/día.

<sup>3</sup> Unicamente para instalaciones cuya demanda exceda 60 m<sup>3</sup>/día.

<sup>4</sup> Unicamente para instalaciones vehiculares.

<sup>5</sup> Las personas morales podran verificar tanto Estaciones de Servicio como Instalaciones en Vehiculos.



FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM  
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA

# CURSOS ABIERTOS

CLAVE: CA-333

DIPLOMADO EN USO Y MANEJO DEL GAS NATURAL  
MÓDULO I: NORMATIVIDAD NACIONAL PARA EL MANEJO DEL GAS NATURAL

**TEMA**

**REGLAMENTO DE GAS NATURAL**

**DEL 5 AL 12 ABRIL DE 2004**

**ING. ALFREDO SÁNCHEZ FLORES**  
**PALACIO DE MINERÍA**  
**ABRIL DE 2004**

## **REGLAMENTO de Gas Natural.<sup>1</sup>**

**ERNESTO ZEDILLO PONCE DE LEON**, Presidente de los Estados Unidos Mexicanos, en ejercicio de la facultad que me confiere la fracción I del artículo 89 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y con fundamento en los artículos 4o., 9o., 10, 13, 14, 15 y 16 de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, tercero transitorio del Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la misma Ley, publicado en el **Diario Oficial de la Federación** del 11 de mayo de 1995, y 2, 3, 8, 9, 10 y 11 de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, he tenido a bien expedir el siguiente

### **REGLAMENTO DE GAS NATURAL**

#### **CAPITULO I.- DISPOSICIONES GENERALES**

##### **Artículo 1.- Objeto y ámbito de aplicación**

Este ordenamiento reglamenta la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, con el objeto de regular las ventas de primera mano, así como las actividades y los servicios que no forman parte de la industria petrolera en materia de gas natural, a efecto de asegurar su suministro eficiente.

##### **Artículo 2.- Definiciones**

Para los efectos de este Reglamento, se entenderá por:

- I. **Adquirente:** La persona que celebra o solicita celebrar un contrato que tenga por objeto una venta de primera mano;
- II. **Almacenamiento:** La actividad de recibir, mantener en depósito y entregar gas, cuando el gas sea mantenido en depósito en instalaciones fijas distintas a los ductos;
- III. **Comisión:** La Comisión Reguladora de Energía;
- IV. **Condiciones generales para la prestación del servicio:** El documento que establece las tarifas y los derechos y obligaciones de un permisionario frente a los usuarios;
- V. **Directivas:** Disposiciones de carácter general expedidas por la Comisión, tales como criterios, lineamientos y metodologías, a que deben sujetarse

---

<sup>1</sup> Diario Oficial de la Federación de 8 de noviembre de 1995

ASIGNATURA \_\_\_\_\_ CLAVE \_\_\_\_\_

HOJA \_\_\_\_\_ DE \_\_\_\_\_

PERIODO	UNIDADES TEMATICAS	PROCEDIMIENTOS DE EVALUACION
---------	--------------------	------------------------------

CLAVE	B	C	BIBLIOGRAFIA
-------	---	---	--------------

# REGLAMENTO DE GAS NATURAL

## Contenido

<b>CAPITULO I.- DISPOSICIONES GENERALES</b> .....	1
<i>Artículo 1.- Objeto y ámbito de aplicación</i> .....	1
<i>Artículo 2.- Definiciones</i> .....	1
<i>Artículo 3.- Comercio exterior</i> .....	3
<i>Artículo 4.- Acuerdos de coordinación</i> .....	3
<i>Artículo 5.- Consumidores</i> .....	3
<i>Artículo 6.- Prácticas indebidamente discriminatorias</i> .....	3
<i>Artículo 7.- Aplicación e interpretación</i> .....	4
<b>CAPITULO II.- VENTAS DE PRIMERA MANO</b> .....	4
<i>Artículo 8.- Regulación de precios</i> .....	4
<i>Artículo 9.- Términos y condiciones</i> .....	4
<i>Artículo 10.- Contratos</i> .....	4
<i>Artículo 11.- Descuentos</i> .....	5
<i>Artículo 12.- Competencia efectiva</i> .....	5
<i>Artículo 13.- Suspensión del suministro</i> .....	5
<b>CAPITULO III.- PERMISOS</b> .....	5
<b>SECCIÓN PRIMERA.- DISPOSICIONES COMUNES</b> .....	5
<i>Artículo 14.- Régimen de permisos</i> .....	5
<i>Artículo 15.- Restricciones societarias</i> .....	6
<i>Artículo 16.- Titularidad de distintos permisos</i> .....	6
<i>Artículo 17.- Integración vertical</i> .....	6
<i>Artículo 18.- Trámite para efectos de competencia económica</i> .....	6
<i>Artículo 19.- Duración del permiso</i> .....	7
<i>Artículo 20.- Título del permiso</i> .....	7
<i>Artículo 21.- Aceptación de las obligaciones establecidas en el permiso</i> .....	8
<i>Artículo 22.- Otros permisos y autorizaciones</i> .....	8
<b>SECCIÓN SEGUNDA.- DISPOSICIONES ESPECÍFICAS PARA TRANSPORTE</b> .....	8
<i>Artículo 23.- Trayecto</i> .....	8
<i>Artículo 24.- Proyectos promovidos por el Gobierno Federal o los gobiernos estatales</i> .....	9
<b>SECCIÓN TERCERA.- DISPOSICIONES ESPECÍFICAS PARA ALMACENAMIENTO</b> .....	9
<i>Artículo 25.- Localización y otorgamiento</i> .....	9
<b>SECCIÓN CUARTA.- DISPOSICIONES ESPECÍFICAS PARA DISTRIBUCIÓN</b> .....	9
<i>Artículo 26.- Zona geográfica</i> .....	9
<i>Artículo 27.- Modificación de la zona geográfica</i> .....	9
<i>Artículo 28.- Exclusividad en la zona geográfica</i> .....	9
<i>Artículo 29.- Permisos posteriores al periodo de exclusividad</i> .....	10
<i>Artículo 30.- Comercialización en la zona geográfica</i> .....	10
<i>Artículo 31.- Transporte dentro de zonas geográficas</i> .....	10

ASIGNATURA \_\_\_\_\_ CLAVE \_\_\_\_\_  
HOJA \_\_\_\_\_ DE \_\_\_\_\_

PERIODO	UNIDADES TEMATICAS	PROCEDIMIENTOS DE EVALUACION
---------	--------------------	------------------------------

CLAVE	B	C	BIBLIOGRAFIA
-------	---	---	--------------



<b>SECCIÓN QUINTA.- PROCEDIMIENTO PARA EL OTORGAMIENTO DE PERMISOS A SOLICITUD DE PARTE</b> .....	10
<i>Artículo 32.- Solicitud</i> .....	10
<i>Artículo 33.- Prevenciones</i> .....	12
<i>Artículo 34.- Aviso al público</i> .....	12
<i>Artículo 35.- Evaluación</i> .....	13
<i>Artículo 36.- Modificación del proyecto</i> .....	13
<i>Artículo 37.- Otorgamiento de permisos</i> .....	13
<b>SECCIÓN SEXTA.- PROCEDIMIENTO PARA EL OTORGAMIENTO DE PERMISOS MEDIANTE LICITACIÓN</b> .....	14
<i>Artículo 38.- Inicio del procedimiento</i> .....	14
<i>Artículo 39.- Manifestación de interés</i> .....	14
<i>Artículo 40.- Convocatoria</i> .....	15
<i>Artículo 41.- Bases</i> .....	15
<i>Artículo 42.- Elaboración de propuestas</i> .....	16
<i>Artículo 43.- Presentación y evaluación de las propuestas</i> .....	16
<i>Artículo 44.- Fallo</i> .....	17
<i>Artículo 45.- Licitación desierta</i> .....	17
<i>Artículo 46.- Otorgamiento del permiso y publicación</i> .....	17
<b>CAPITULO IV.- TRANSFERENCIA, MODIFICACION, EXTINCION Y REVOCACION DE LOS PERMISOS</b> .....	18
<i>Artículo 47.- Transferencia de los permisos</i> .....	18
<i>Artículo 48.- Enajenación de sistemas</i> .....	18
<i>Artículo 49.- Competencia económica en transferencia</i> .....	18
<i>Artículo 50.- Procedimiento de transferencia</i> .....	18
<i>Artículo 51.- Gravámenes</i> .....	18
<i>Artículo 52.- Modificación de los permisos</i> .....	19
<i>Artículo 53.- Renovación de los permisos</i> .....	19
<i>Artículo 54.- Extinción del permiso</i> .....	19
<i>Artículo 55.- Terminación anticipada y extinción parcial</i> .....	20
<i>Artículo 56.- Abandono del servicio</i> .....	20
<i>Artículo 57.- Revocación de permisos</i> .....	20
<i>Artículo 58.- Continuidad del servicio</i> .....	20
<b>CAPITULO V.- PRESTACION DE LOS SERVICIOS</b> .....	20
<b>SECCIÓN PRIMERA.- DISPOSICIONES GENERALES</b> .....	20
<i>Artículo 59.- Naturaleza del servicio de transporte</i> .....	20
<i>Artículo 60.- Naturaleza del servicio de almacenamiento</i> .....	21
<i>Artículo 61.- Naturaleza del servicio de distribución</i> .....	21
<i>Artículo 62.- Condiciones generales para la prestación del servicio</i> .....	21
<b>SECCIÓN SEGUNDA.- ACCESO A LOS SERVICIOS</b> .....	21
<i>Artículo 63.- Obligación de acceso abierto</i> .....	21
<i>Artículo 64.- Interconexión entre permisionarios</i> .....	22
<i>Artículo 65.- Extensiones y ampliaciones</i> .....	22
<i>Artículo 66.- Desagregación de servicios</i> .....	23

ASIGNATURA \_\_\_\_\_ CLAVE \_\_\_\_\_  
HOJA \_\_\_\_\_ DE \_\_\_\_\_

PERIODO	UNIDADES TEMATICAS	PROCEDIMIENTOS DE EVALUACION

CLAVE	B	C	BIBLIOGRAFIA

<i>Artículo 67.- Prohibición de subsidios cruzados</i> .....	23
<i>Artículo 68.- Separación de sistemas contables</i> .....	23
<i>Artículo 69.- Mercado secundario de capacidad</i> .....	23
SECCIÓN TERCERA.- OBLIGACIONES .....	23
<i>Artículo 70.- Obligaciones de los permisionarios en materia de seguridad</i> ....	24
<i>Artículo 71.- Obligaciones específicas para la prestación de los servicios</i> .....	24
<i>Artículo 72.- Demanda económicamente viable</i> .....	25
<i>Artículo 73.- Supresión de fugas</i> .....	25
<i>Artículo 74.- Inicio de las obras y de la prestación del servicio</i> .....	25
<i>Artículo 75.- Presentación de contratos</i> .....	25
SECCIÓN CUARTA.- SUSPENSIÓN DEL SERVICIO.....	26
<i>Artículo 76.- Suspensión sin responsabilidad</i> .....	26
<i>Artículo 77.- Suspensión, restricción o modificación del servicio</i> .....	26
<i>Artículo 78.- Aviso de suspensión</i> .....	26
<i>Artículo 79.- Bonificación por fallas o deficiencias</i> .....	27
<i>Artículo 80.- Quejas y reclamaciones</i> .....	27
<b>CAPITULO VI.- TARIFAS</b> .....	<b>27</b>
<i>Artículo 81.- Metodología para el cálculo de las tarifas</i> .....	27
<i>Artículo 82.- Tarifas máximas</i> .....	28
<i>Artículo 83.- Tarifas indebidamente discriminatorias</i> .....	28
<i>Artículo 84.- Componentes de las tarifas</i> .....	28
<i>Artículo 85.- Tipos de tarifas</i> .....	28
<i>Artículo 86.- Ajuste</i> .....	29
<i>Artículo 87.- Revisión global</i> .....	29
<i>Artículo 88.- Tarifas convencionales</i> .....	29
<i>Artículo 89.- Subsidios gubernamentales</i> .....	29
<b>CAPITULO VII.- PRECIO DE VENTA AL USUARIO FINAL</b> .....	<b>30</b>
<i>Artículo 90.- Precios</i> .....	30
<i>Artículo 91.- Variaciones de precios y tarifas</i> .....	30
<i>Artículo 92.- Verificación del traslado de precios de adquisición del gas</i> .....	30
<i>Artículo 93.- Información de precios</i> .....	31
<b>CAPITULO VIII.- TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO PARA USOS PROPIOS</b> .....	<b>31</b>
SECCIÓN PRIMERA.- DISPOSICIONES GENERALES .....	31
<i>Artículo 94.- Régimen especial</i> .....	31
SECCIÓN SEGUNDA.- TRANSPORTE PARA USOS PROPIOS.....	31
<i>Artículo 95.- Permisos de transporte para usos propios</i> .....	31
<i>Artículo 96.- Sociedades de autoabastecimiento</i> .....	31
<i>Artículo 97.- Transporte para usos propios en zonas geográficas</i> .....	32
<i>Artículo 98.- Aviso previo al distribuidor</i> .....	32
SECCIÓN TERCERA.- ALMACENAMIENTO PARA USOS PROPIOS .....	32
<i>Artículo 99.- Permisos de almacenamiento para usos propios</i> .....	32
<i>Artículo 100.- Restricciones a transportistas y distribuidores</i> .....	32

ASIGNATURA \_\_\_\_\_ CLAVE \_\_\_\_\_  
HOJA \_\_\_\_\_ DE \_\_\_\_\_

PERIODO	UNIDADES TEMATICAS	PROCEDIMIENTOS DE EVALUACION
---------	--------------------	------------------------------

CLAVE	B	C	BIBLIOGRAFIA
-------	---	---	--------------

SECCIÓN CUARTA.- PROCEDIMIENTO PARA EL OTORGAMIENTO Y LA MODIFICACIÓN DE PERMISOS PARA USOS PROPIOS .....	33
<i>Artículo 101.- Solicitud de permiso .....</i>	33
<i>Artículo 102.- Tramitación y otorgamiento .....</i>	33
<i>Artículo 103.- Procedimiento para la modificación de los permisos.....</i>	33
<i>Artículo 104.- Otras disposiciones aplicables .....</i>	33
<b>CAPITULO IX.- SANCIONES.....</b>	<b>34</b>
<i>Artículo 105.- Conductas sancionables.....</i>	34
<i>Artículo 106.- Responsabilidad civil o penal .....</i>	34
<b>CAPITULO X.- DISPOSICIONES FINALES .....</b>	<b>34</b>
<i>Artículo 107.- Utilidad pública .....</i>	34
<i>Artículo 108.- Requerimientos de información .....</i>	35
<i>Artículo 109.- Información y prospectiva.....</i>	35
<i>Artículo 110.- Procedimiento para la expedición de directivas.....</i>	36
<b>TRANSITORIOS.....</b>	<b>37</b>

ASIGNATURA \_\_\_\_\_ CLAVE \_\_\_\_\_  
HOJA \_\_\_\_\_ DE \_\_\_\_\_

PERIODO	UNIDADES TEMATICAS	PROCEDIMIENTOS DE EVALUACION

CLAVE	B	C	BIBLIOGRAFIA

las ventas de primera mano y las actividades de transporte, almacenamiento y distribución de gas;

- VI. Distribución: La actividad de recibir, conducir, entregar y, en su caso, comercializar gas por medio de ductos dentro de una zona geográfica;
- VII. Distribuidor: El titular de un permiso de distribución;
- VIII. Ductos: Las tuberías e instalaciones para la conducción de gas;
- IX. Gas o gas natural: La mezcla de hidrocarburos compuesta primordialmente por metano;
- X. Ley: La Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo;
- XI. Permisionario: El titular de un permiso de transporte, almacenamiento o distribución;
- XII. Petróleos Mexicanos: Petróleos Mexicanos y cualquiera de sus organismos subsidiarios en los términos de su Ley Orgánica;
- XIII. Secretaría: La Secretaría de Energía;
- XIV. Sistema: El conjunto de ductos, compresores, reguladores, medidores y otros equipos para la conducción o almacenamiento de gas;
- XV. Tarifas: La lista de precios para cada clase y modalidad de servicio que preste un permisionario;
- XVI. Transporte: La actividad de recibir, conducir y entregar gas por medio de ductos a personas que no sean usuarios finales localizados dentro de una zona geográfica;
- XVII. Transportista: El titular de un permiso de transporte;
- XVIII. Trayecto: El trazado de un sistema de transporte de uno o más puntos de origen a uno o más puntos de destino;
- XIX. Usuario: La persona que utiliza o solicita los servicios de un permisionario;
- XX. Usuario final: La persona que adquiere gas para su consumo;

ASIGNATURA \_\_\_\_\_ CLAVE \_\_\_\_\_  
HOJA \_\_\_\_\_ DE \_\_\_\_\_

PERIODO	UNIDADES TEMATICAS	PROCEDIMIENTOS DE EVALUACION

CLAVE	B	C	BIBLIOGRAFIA



XXI. Venta de primera mano: La primera enajenación de gas de origen nacional que realice Petróleos Mexicanos a un tercero para su entrega en territorio nacional, y

XXII Zona geográfica: El área delimitada por la Comisión para efectos de distribución.

#### Artículo 3.- Comercio exterior

La importación y la exportación de gas podrán ser efectuadas libremente, en los términos de la Ley de Comercio Exterior.

Los importadores y exportadores deberán presentar a la Comisión la información relativa a sus actividades de comercio exterior, de acuerdo con las directivas que para tal efecto expida.

#### Artículo 4.- Acuerdos de coordinación

La Secretaría promoverá la celebración de bases o acuerdos de coordinación con las autoridades federales y locales, a fin de impulsar el desarrollo de proyectos, en el ámbito de sus respectivas atribuciones, en lo relacionado con la construcción, operación y mantenimiento de sistemas y la aplicación de medidas de seguridad.

#### Artículo 5.- Consumidores

Sin perjuicio de las acciones que procedan, las controversias que surjan entre los permisionarios y los usuarios que tengan el carácter de consumidores en los términos de la Ley Federal de Protección al Consumidor serán resueltas por la Procuraduría Federal del Consumidor conforme a dicha ley.

#### Artículo 6.- Prácticas indebidamente discriminatorias

Para efectos de este Reglamento, se considerará indebidamente discriminatorio negar un trato semejante a usuarios o adquirentes similares en condiciones similares.

No se considerarán indebidamente discriminatorias las diferencias en el trato que puedan existir como resultado de:

- I. Las distintas clases y modalidades de servicio;
- II. La localización de los usuarios o adquirentes, o
- III. Las distinciones por categorías de usuarios o adquirentes.

ASIGNATURA \_\_\_\_\_ CLAVE \_\_\_\_\_  
HOJA \_\_\_\_\_ DE \_\_\_\_\_

PERIODO	UNIDADES TEMATICAS	PROCEDIMIENTOS DE EVALUACION

CLAVE	B	C	BIBLIOGRAFIA

#### Artículo 7.- Aplicación e interpretación

Corresponde a la Comisión aplicar e interpretar este Reglamento para efectos administrativos.

### **CAPÍTULO II.- VENTAS DE PRIMERA MANO**

#### Artículo 8.- Regulación de precios

Para los efectos de este Reglamento, el precio máximo del gas objeto de las ventas de primera mano será fijado conforme a lo establecido en las directivas expedidas por la Comisión. La metodología para su cálculo deberá reflejar los costos de oportunidad y condiciones de competitividad del gas respecto al mercado internacional y al lugar donde se realice la venta.

El precio máximo del gas no afectará la facultad del adquirente para negociar condiciones más favorables en su precio de adquisición.

Lo dispuesto en este artículo no se aplicará al precio del gas importado.

#### Artículo 9.- Términos y condiciones

Petróleos Mexicanos presentará a la Comisión, para su aprobación, los términos y condiciones generales que regirán las ventas de primera mano, los cuales deberán ser acordes con los usos comerciales, nacionales e internacionales, observados por las empresas dedicadas a la compraventa de gas.

En ningún caso Petróleos Mexicanos discriminará indebidamente entre los adquirentes.

Petróleos Mexicanos informará a la Comisión, en la forma que ésta determine mediante directivas, los términos de las ventas de primera mano realizadas, con la finalidad de que ésta verifique el cumplimiento de las disposiciones de este capítulo y prevea su publicación.

Con excepción de lo dispuesto en el párrafo anterior, la información contenida en los contratos que Petróleos Mexicanos le presente a la Comisión tendrá carácter confidencial.

#### Artículo 10.- Contratos

En las ventas de primera mano, Petróleos Mexicanos deberá ofrecer al adquirente, para el volumen que éste desee contratar, cuando menos dos tipos de cotizaciones que constituirán ofertas de venta e incluirán los términos y condiciones para la venta del gas:

ASIGNATURA \_\_\_\_\_ CLAVE \_\_\_\_\_

HOJA \_\_\_\_\_ DE \_\_\_\_\_

PERIODO	UNIDADES TEMATICAS	PROCEDIMIENTOS DE EVALUACION

CLAVE	B	C	BIBLIOGRAFIA

- I. A la salida de las plantas de proceso, y
- II. En el punto o puntos de entrega que determine el adquirente, distinguiendo de manera desagregada la tarifa de transporte y el precio del gas a la salida de las plantas de proceso, así como otros servicios que ofrezca Petróleos Mexicanos.

#### Artículo 11.- Descuentos

De conformidad con los términos y condiciones generales aprobados por la Comisión, Petróleos Mexicanos podrá otorgar descuentos por volumen o condiciones contractuales diferentes, siempre que no incurra en prácticas indebidamente discriminatorias.

#### Artículo 12.- Competencia efectiva

Cuando a juicio de la Comisión Federal de Competencia existan condiciones de competencia efectiva, los términos y condiciones para las ventas de primera mano y el precio del gas podrán ser pactados libremente.

Si existiendo condiciones de competencia efectiva, la Comisión Federal de Competencia determina que al realizar las ventas de primera mano se acude a prácticas indebidamente discriminatorias, la Comisión restablecerá la regulación de precios y de los términos y condiciones a que dichas ventas deban sujetarse.

#### Artículo 13.- Suspensión del suministro

Petróleos Mexicanos podrá suspender el suministro de gas de primera mano a quienes no cumplan con sus obligaciones contractuales.

### **CAPITULO III.- PERMISOS**

#### **Sección Primera.- Disposiciones Comunes**

#### Artículo 14.- Régimen de permisos

La realización de las actividades de transporte, almacenamiento y distribución requerirá de permiso previo otorgado por la Comisión en los términos de este Reglamento.

Sin perjuicio de los permisos que se otorguen a Petróleos Mexicanos y demás organismos descentralizados del sector energético, los permisos para la prestación de los servicios sólo serán otorgados a empresas del sector social y sociedades mercantiles.

ASIGNATURA \_\_\_\_\_ CLAVE \_\_\_\_\_  
HOJA \_\_\_\_\_ DE \_\_\_\_\_

PERIODO	UNIDADES TEMATICAS	PROCEDIMIENTOS DE EVALUACION
---------	--------------------	------------------------------

CLAVE	B	C	BIBLIOGRAFIA
-------	---	---	--------------

Petróleos Mexicanos y los demás organismos descentralizados del sector energético estarán sujetos a las disposiciones de este Reglamento.

#### Artículo 15.- Restricciones societarias

Sin perjuicio de lo dispuesto por la legislación aplicable, las sociedades mercantiles titulares de permisos de transporte y distribución:

- I. Tendrán como objeto social principal la prestación de los servicios de transporte en el caso de los transportistas, y de distribución en el caso de los distribuidores, y las demás actividades relacionadas para la consecución de dicho objeto, y
- II. Incluirán en sus estatutos sociales la obligación de tener un capital social mínimo fijo, sin derecho a retiro, equivalente a diez por ciento de la inversión propuesta en el proyecto de que se trate.

#### Artículo 16.- Titularidad de distintos permisos

Una misma persona podrá ser titular de permisos de transporte, almacenamiento y distribución en los términos de este Reglamento.

#### Artículo 17.- Integración vertical

Para servir a una zona geográfica, los permisos de transporte y distribución respectivos no podrán ser otorgados o transferidos a una misma persona ni a personas que directa o indirectamente resulten titulares de ambos permisos o que tengan participación en las sociedades que resultarían permisionarias, salvo en el supuesto previsto en el artículo 31.

La Comisión podrá autorizar excepciones a la prohibición que establece el párrafo anterior cuando, a su juicio:

- I. Resulte en ganancias de eficiencia y rentabilidad en la prestación del servicio, sin que en ningún caso implique una participación controlante entre el transportista y el distribuidor, o
- II. Sea estrictamente necesario por no existir la infraestructura de transporte requerida para desarrollar una zona geográfica determinada y no existan otros interesados en llevar a cabo el proyecto de transporte o distribución; esta excepción será autorizada sólo para el periodo de exclusividad. El procedimiento a que se sujetará el permisionario para transferir el permiso de transporte o distribución, una vez terminado dicho periodo, será el previsto en la directiva que para tal efecto expida la Comisión.

#### Artículo 18.- Trámite para efectos de competencia económica

ASIGNATURA \_\_\_\_\_ CLAVE \_\_\_\_\_  
HOJA \_\_\_\_\_ DE \_\_\_\_\_

PERIODO	UNIDADES TEMATICAS	PROCEDIMIENTOS DE EVALUACION

CLAVE	B	C	BIBLIOGRAFIA



Los interesados en obtener un permiso deberán manifestar su intención a la Comisión Federal de Competencia y presentarle, según sea el caso, copia de la solicitud de permiso o de la propuesta de licitación a que se refieren las secciones quinta y sexta de este capítulo, para los efectos de la Ley Federal de Competencia Económica.

#### Artículo 19.- Duración del permiso

Los permisos tendrán una vigencia de treinta años, contados a partir de la fecha de su otorgamiento, y serán renovables, en su caso, en los términos del artículo 53.

#### Artículo 20.- Título del permiso

Los títulos de los permisos deberán contener:

- I. En todos los casos:
  - a) La razón social o denominación y domicilio del permisionario en el territorio nacional;
  - b) El objeto del permiso;
  - c) La descripción y las características del proyecto;
  - d) Los programas y compromisos mínimos de inversión, así como las etapas y los plazos para llevarlos a cabo;
  - e) La fecha límite para iniciar la prestación del servicio en cada etapa de desarrollo del proyecto;
  - f) Las condiciones generales para la prestación del servicio;
  - g) La descripción genérica de los métodos y procedimientos de seguridad para la operación y el mantenimiento de los sistemas, que será sustituida por el plan detallado con especificaciones en el plazo que para tal efecto señale la Comisión;
  - h) Los seguros que deberá contratar el permisionario, y
  - i) Cualquier otra información que la Comisión considere conveniente;
- II. En el caso del servicio de transporte, el título deberá contener, además de lo indicado en la fracción anterior:

ASIGNATURA \_\_\_\_\_ CLAVE \_\_\_\_\_  
HOJA \_\_\_\_\_ DE \_\_\_\_\_

PERIODO	UNIDADÉS TEMATICAS	PROCEDIMIENTOS DE EVALUACION
---------	--------------------	------------------------------

CLAVE	B	C	BIBLIOGRAFIA
-------	---	---	--------------

El trayecto autorizado quedará registrado en la Comisión. En cualquier punto del trayecto se podrá entregar y recibir gas. El permisionario deberá dar aviso a la Comisión sobre la localización de dichos puntos.

Los permisos de transporte no conferirán exclusividad.

**Artículo 24.-** Proyectos promovidos por el Gobierno Federal o los gobiernos estatales

La Comisión podrá convocar, a instancia del Gobierno Federal o los gobiernos estatales, a licitación pública en los términos de la sección sexta de este capítulo, para el otorgamiento de un permiso de transporte.

### **Sección Tercera.- Disposiciones Específicas para Almacenamiento**

**Artículo 25.-** Localización y otorgamiento

Cada permiso de almacenamiento será otorgado para una localización específica y una capacidad determinada, mediante el procedimiento establecido en la sección quinta de este capítulo.

### **Sección Cuarta.- Disposiciones Específicas para Distribución**

**Artículo 26.-** Zona geográfica

Cada permiso de distribución será otorgado para una zona geográfica, que será determinada considerando los elementos que permitan el desarrollo rentable y eficiente del sistema de distribución, así como los planes de desarrollo urbano aprobados por las autoridades competentes.

La Comisión determinará las zonas geográficas oyendo a las autoridades federales y locales involucradas.

Una zona geográfica corresponderá generalmente a un centro de población.

**Artículo 27.-** Modificación de la zona geográfica

La modificación de la zona geográfica se realizará mediante el procedimiento previsto en la directiva que al efecto expida la Comisión; durante el periodo de exclusividad se requerirá el consentimiento del permisionario. La modificación de la zona geográfica no ampliará el periodo de exclusividad establecido en el permiso original.

**Artículo 28.-** Exclusividad en la zona geográfica

ASIGNATURA \_\_\_\_\_ CLAVE \_\_\_\_\_  
HOJA \_\_\_\_\_ DE \_\_\_\_\_

PERIODO	UNIDADES TEMATICAS	PROCEDIMIENTOS DE EVALUACION

CLAVE	B	C	BIBLIOGRAFIA

- a) El trayecto, y
  - b) La capacidad de conducción del proyecto;
- III. En el caso del servicio de almacenamiento, el título deberá contener, además de lo indicado en la fracción I:
- a) La localización de las instalaciones;
  - b) Los puntos de recepción y entrega del gas, y
  - c) La capacidad de almacenamiento del proyecto, y
- IV. En el caso del servicio de distribución, el título deberá contener, además de lo indicado en la fracción I:
- a) La delimitación de la zona geográfica;
  - b) Los puntos de recepción del gas;
  - c) En su caso, el periodo de exclusividad, y
  - d) En su caso, el programa mínimo de cobertura y desarrollo en la zona geográfica.

#### Artículo 21.- Aceptación de las obligaciones establecidas en el permiso

El otorgamiento de un permiso implica la aceptación incondicional del permisionario de las obligaciones contenidas en el título del mismo.

#### Artículo 22.- Otros permisos y autorizaciones

El otorgamiento de un permiso implica la autorización de la Comisión para realizar las obras correspondientes, sin perjuicio de las autorizaciones que el permisionario deba obtener de otras autoridades federales y locales.

### **Sección Segunda.- Disposiciones Específicas para Transporte**

#### Artículo 23.- Trayecto

Cada permiso de transporte será otorgado para una capacidad y un trayecto determinados, mediante el procedimiento establecido en la sección quinta de este capítulo, salvo lo dispuesto en el artículo siguiente.

ASIGNATURA \_\_\_\_\_ CLAVE \_\_\_\_\_  
HOJA \_\_\_\_\_ DE \_\_\_\_\_

PERIODO	UNIDADES TEMATICAS	PROCEDIMIENTOS DE EVALUACION
---------	--------------------	------------------------------

CLAVE	B	C	BIBLIOGRAFIA
-------	---	---	--------------

El primer permiso de distribución para una zona geográfica será otorgado mediante licitación pública en los términos de la sección sexta de este capítulo y conferirá una exclusividad de doce años sobre la construcción del sistema de distribución y la recepción, conducción y entrega de gas dentro de la zona geográfica.

El periodo de exclusividad a que se refiere el párrafo anterior surtirá efectos a partir del momento en que la Comisión otorgue el permiso correspondiente.

Los permisos de distribución no conferirán exclusividad en la comercialización de gas en la zona geográfica de que se trate.

#### Artículo 29.- Permisos posteriores al periodo de exclusividad

Los permisos que entren en vigor después del periodo de exclusividad serán otorgados en los términos de la sección quinta de este capítulo y no conferirán exclusividad.

#### Artículo 30.- Comercialización en la zona geográfica

Los usuarios ubicados en una zona geográfica podrán contratar el suministro de gas con personas distintas al distribuidor, en cuyo caso el distribuidor deberá permitir el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a su sistema en los términos del artículo 63, mediante el pago de la tarifa correspondiente.

#### Artículo 31.- Transporte dentro de zonas geográficas

Cuando un punto de destino del trayecto de un sistema de transporte quede comprendido dentro de una zona geográfica determinada con posterioridad, el transportista podrá obtener el permiso de distribución con exclusividad a través del procedimiento de licitación a que se refiere la sección sexta de este capítulo.

En caso de obtener el permiso de distribución, el transportista podrá ser titular de ambos permisos durante el periodo de exclusividad. En caso de no obtener el permiso de distribución, el transportista sólo podrá continuar suministrando gas dentro de la zona geográfica, sin extender o ampliar su sistema, durante la vigencia de los contratos celebrados con los usuarios finales con anterioridad a la determinación de la zona geográfica.

### **Sección Quinta.- Procedimiento para el Otorgamiento de Permisos a Solicitud de Parte**

#### Artículo 32.- Solicitud

ASIGNATURA \_\_\_\_\_

CLAVE \_\_\_\_\_

HOJA \_\_\_\_\_ DE \_\_\_\_\_

PERIODO	UNIDADES TEMATICAS	PROCEDIMIENTOS DE EVALUACION

CLAVE	B	C	BIBLIOGRAFIA



El interesado en obtener un permiso de distribución después del periodo de exclusividad, de transporte o de almacenamiento, deberá presentar a la Comisión una solicitud que contendrá:

- I En todos los casos:
  - a) La razón social o denominación y domicilio del solicitante;
  - b) La copia certificada de la escritura constitutiva con sus reformas o la documentación que acredite su existencia legal;
  - c) Los documentos que acrediten la personalidad y las facultades del representante legal;
  - d) El objeto, la descripción y las especificaciones técnicas del proyecto;
  - e) La descripción genérica de los métodos y procedimientos de seguridad para la operación y el mantenimiento del sistema;
  - f) La documentación que acredite la viabilidad técnica del proyecto;
  - g) Los documentos que acrediten la capacidad técnica, administrativa y financiera del solicitante;
  - h) Los programas y compromisos mínimos de inversión, así como las etapas y los plazos para llevarse a cabo;
  - i) La propuesta de condiciones generales y tarifas para la prestación del servicio;
  - j) La copia del aviso a que se refiere el artículo 18;
  - k) La descripción de las condiciones de operación, los sistemas de informática y los mecanismos y equipos que se utilizarán para el acceso abierto a terceros, y
  - l) La fecha para iniciar la prestación del servicio, especificando, en su caso, cada etapa de desarrollo del proyecto;
- II. En el caso del servicio de transporte, la solicitud deberá contener, además de lo indicado en la fracción anterior:
  - a) El trayecto propuesto;
  - b) La capacidad de transporte del proyecto;

ASIGNATURA \_\_\_\_\_ CLAVE \_\_\_\_\_  
HOJA \_\_\_\_\_ DE \_\_\_\_\_

PERIODO	UNIDADES TEMATICAS	PROCEDIMIENTOS DE EVALUACION
---------	--------------------	------------------------------

CLAVE	B	C	BIBLIOGRAFIA
-------	---	---	--------------

- c) La descripción de las modalidades de servicio y su mercado;
  - d) La justificación de la demanda potencial;
  - e) Las fuentes de suministro del gas;
  - f) En su caso, los convenios de transporte establecidos con usuarios específicos;
  - g) El diagrama de los flujos del gas, y
  - h) En su caso, los efectos del proyecto propuesto sobre el sistema de transporte correspondiente;
- III. En el caso del servicio de almacenamiento, la solicitud deberá contener, además de lo indicado en la fracción I:
- a) La localización y características del proyecto, y
  - b) La capacidad de almacenamiento del proyecto, y
- IV. En el caso del servicio de distribución sin exclusividad, la solicitud deberá contener además de lo indicado en la fracción I:
- a) La zona geográfica donde se pretenda desarrollar el proyecto;
  - b) Las políticas para extender a nuevos usuarios finales los servicios de distribución dentro de la zona geográfica correspondiente, incluyendo los casos en que dichos usuarios finales deberán cubrir los cargos por conexión, y
  - c) Las fuentes de suministro.

#### Artículo 33.- Prevenciones

La Comisión examinará las solicitudes en el término de un mes. Cuando las solicitudes no cumplan con los requisitos establecidos en el artículo anterior, la Comisión lo comunicará al solicitante, quien contará con un plazo de un mes para cumplir los requisitos o presentar la información adicional; de no hacerlo, la solicitud será desechada de plano.

#### Artículo 34.- Aviso al público

Cuando la solicitud cumpla con los requisitos, la Comisión procederá a evaluarla en los términos del artículo siguiente, publicará en el Diario Oficial de la

ASIGNATURA \_\_\_\_\_ CLAVE \_\_\_\_\_  
HOJA \_\_\_\_\_ DE \_\_\_\_\_

PERIODO	UNIDADES TEMATICAS	PROCEDIMIENTOS DE EVALUACION
---------	--------------------	------------------------------

CLAVE	B	C	BIBLIOGRAFIA
-------	---	---	--------------

Federación, en el término de diez días, un extracto del proyecto propuesto y establecerá un plazo de dos meses para recibir otras solicitudes, objeciones o comentarios con relación a dicho proyecto.

La publicación a que se refiere el párrafo anterior no interrumpirá el trámite de la solicitud inicial.

#### Artículo 35.- Evaluación

La Comisión realizará la evaluación del proyecto en el término de tres meses, considerando:

- I. La capacidad técnica, administrativa y financiera del interesado;
- II. La confiabilidad de la fuente de suministro;
- III. En su caso, los efectos de la interconexión con otros sistemas;
- IV. Los métodos y procedimientos de seguridad para la operación y mantenimiento del sistema;
- V. La propuesta de condiciones generales para la prestación del servicio;
- VI. Las especificaciones técnicas del proyecto, y
- VII. En el caso de transporte, la justificación de la demanda potencial.

En la evaluación del proyecto, la Comisión podrá realizar investigaciones, recabar la información que considere necesaria, efectuar consultas con las autoridades federales, estatales y municipales, celebrar audiencias y, en general, realizar cualquier acción que considere necesaria para resolver sobre el otorgamiento del permiso.

#### Artículo 36.- Modificación del proyecto

Como resultado de la evaluación a que se refiere el artículo anterior, la Comisión podrá requerir a los solicitantes la modificación del proyecto, para lo cual señalará un plazo no mayor a tres meses.

#### Artículo 37.- Otorgamiento de permisos

En su caso, el permiso será otorgado en el término de un mes a partir de la fecha en que haya concluido la evaluación o se hayan satisfecho las modificaciones requeridas.

ASIGNATURA \_\_\_\_\_ CLAVE \_\_\_\_\_  
HOJA \_\_\_\_\_ DE \_\_\_\_\_

PERIODO	UNIDADES TEMATICAS	PROCEDIMIENTOS DE EVALUACION
---------	--------------------	------------------------------

CLAVE	B	C	BIBLIOGRAFIA
-------	---	---	--------------

En el término establecido en el párrafo anterior, la Comisión publicará en el Diario Oficial de la Federación una descripción del objeto del permiso y el nombre y domicilio del acreedor del mismo.

Si como resultado de la publicación a que se refiere el artículo 34 se presentan otras solicitudes, la Comisión otorgará permisos a todos aquéllos que satisfagan lo establecido en esta sección.

### **Sección Sexta.- Procedimiento para el Otorgamiento de Permisos mediante Licitación**

#### **Artículo 38.- Inicio del procedimiento**

El procedimiento de licitación será iniciado por la Comisión cuando a su juicio existan elementos suficientes que justifiquen la realización de un proyecto de distribución y, en su caso, la determinación de una zona geográfica.

Cuando se trate de proyectos de transporte promovidos por el Gobierno Federal o los gobiernos de los estados, se observará lo dispuesto en esta sección, sin que sea necesario tramitar la manifestación de interés a que se refiere el artículo siguiente.

#### **Artículo 39.- Manifestación de interés**

Para los efectos del primer párrafo del artículo anterior, cualquier persona podrá presentar a la Comisión una manifestación de interés que contenga como mínimo:

- I. Los datos de identificación y domicilio del interesado;
- II. La documentación que acredite la capacidad técnica, financiera y administrativa del interesado;
- III. La información respecto a los posibles asociados o accionistas interesados en el proyecto;
- IV. La descripción genérica del proyecto;
- V. La zona geográfica donde se pretenda desarrollar el proyecto o, en su defecto, la propuesta para la determinación de la misma;
- VI. Las posibles fuentes de suministro, y
- VII. La proyección de la demanda esperada.

ASIGNATURA \_\_\_\_\_ CLAVE \_\_\_\_\_  
HOJA \_\_\_\_\_ DE \_\_\_\_\_

PERIODO	UNIDADES TEMATICAS	PROCEDIMIENTOS DE EVALUACION

CLAVE	B	C	BIBLIOGRAFIA



La Comisión evaluará y dará respuesta a toda manifestación de interés en el término de dos meses.

#### Artículo 40.- Convocatoria

Para iniciar el procedimiento de licitación, la Comisión publicará la convocatoria en el Diario Oficial de la Federación, la que contendrá como mínimo:

- I. El objeto de la licitación y el trayecto o zona geográfica de que se trate;
- II. El plazo, lugar y horario en que estarán a la disposición de los interesados las bases para la licitación; el plazo no podrá ser menor de quince días ni mayor a dos meses, y
- III. El costo y forma de pago de las bases.

El costo de las bases será fijado en razón de la recuperación de las erogaciones por su elaboración, la publicación de la convocatoria y los documentos que se entreguen, y demás gastos inherentes al procedimiento de licitación.

#### Artículo 41.- Bases

La Comisión elaborará las bases de licitación, que señalarán como mínimo:

- I. El objeto, la descripción y las especificaciones técnicas del proyecto, que serán tales que permitan a los interesados expresar con la mayor flexibilidad el contenido de sus propuestas, en lo relativo a tecnología, diseño, ingeniería, construcción y ubicación con relación al trayecto o la zona geográfica de que se trate;
- II. La documentación necesaria y el plazo para su entrega;
- III. Los requisitos relativos a la presentación de:
  - a) La descripción genérica de los métodos y procedimientos de seguridad para la operación y mantenimiento de los sistemas;
  - b) La relación de permisos, autorizaciones y demás actos administrativos necesarios para llevar a cabo las obras relativas al proyecto, así como el programa previsto para obtenerlos;
  - c) El aviso a que se refiere el artículo 18;
  - d) Los programas y compromisos mínimos de inversión para la prestación del servicio;

ASIGNATURA \_\_\_\_\_

CLAVE \_\_\_\_\_

HOJA \_\_\_\_\_ DE \_\_\_\_\_

<b>PERIODO</b>	<b>UNIDADES TEMATICAS</b>	<b>PROCEDIMIENTOS DE EVALUACION</b>

<b>CLAVE</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>BIBLIOGRAFIA</b>

- e) El tipo y la cobertura de los seguros requeridos, y
  - f) La propuesta de las condiciones generales para la prestación del servicio;
- IV. La forma de acreditar la capacidad financiera, técnica y administrativa mínima que deba satisfacer el solicitante para la prestación del servicio;
  - V. La forma y el monto de las garantías de seriedad de las propuestas;
  - VI. La metodología para proponer las tarifas;
  - VII. El procedimiento para la presentación de las propuestas;
  - VIII. La información que deberá incluirse en las propuestas técnica y económica;
  - IX. El criterio para la adjudicación del permiso;
  - X. La información relativa al lugar, fecha y hora de las juntas de aclaración de las bases, optativas para los participantes;
  - XI. Lugar, fecha y hora para el acto de presentación y apertura de propuestas;
  - XII. La mención de que cualquier modificación a las bases deberá publicarse por el mismo medio que la convocatoria, cuando menos con veinte días de anticipación a la fecha señalada originalmente para la presentación y apertura de propuestas;
  - XIII. Las causas para declarar desierta la licitación, y
  - XIV. Lugar, fecha y hora del fallo, así como la forma en que éste se comunicará a los participantes

Las bases que expida la Comisión podrán ser impugnadas mediante el recurso de reconsideración previsto en la Ley de la Comisión Reguladora de Energía.

#### Artículo 42.- Elaboración de propuestas

Entre la fecha de publicación de la convocatoria y el acto de recepción de propuestas y apertura de ofertas técnicas, deberá mediar un plazo suficiente, que en ningún caso podrá ser menor a tres meses, para que los interesados realicen los estudios técnicos, financieros y económicos necesarios para integrar sus propuestas.

#### Artículo 43.- Presentación y evaluación de las propuestas

ASIGNATURA \_\_\_\_\_ CLAVE \_\_\_\_\_  
HOJA \_\_\_\_\_ DE \_\_\_\_\_

PERIODO	UNIDADES TEMATICAS	PROCEDIMIENTOS DE EVALUACION

CLAVE	B	C	BIBLIOGRAFIA

La licitación se llevará a cabo en dos etapas, una técnica y otra económica.

El acto de recepción y apertura de propuestas técnicas se realizará conforme a lo establecido en las bases de licitación, ante notario o corredor público.

La Comisión evaluará las propuestas técnicas y desechará las que no cumplan con los requisitos técnicos establecidos en las bases de licitación y las propuestas de los licitantes cuya participación haya sido objetada por la Comisión Federal de Competencia.

En una segunda etapa se considerarán sólo las propuestas económicas de los licitantes que hayan superado la etapa técnica.

#### Artículo 44.- Fallo

La Comisión emitirá su fallo en el término de tres meses a partir de la recepción de las propuestas o, en su caso, declarará desierta la licitación en los supuestos del artículo siguiente.

#### Artículo 45.- Licitación desierta

La Comisión declarará desierta la licitación en cualquiera de los supuestos siguientes:

- I. No se haya presentado propuesta alguna;
- II. A su juicio, ninguna propuesta satisfaga las condiciones establecidas en las bases de licitación, o
- III. A su juicio, las propuestas presentadas hayan sido resultado de connivencia.

#### Artículo 46.- Otorgamiento del permiso y publicación

La Comisión otorgará el permiso a quien, habiendo superado la etapa técnica, ofrezca la propuesta económica más ventajosa conforme al criterio establecido en las bases de licitación.

El permiso será otorgado en el término de un mes a partir de la fecha de emisión del fallo.

En el mismo término, la Comisión publicará en el Diario Oficial de la Federación una descripción del objeto del permiso, el nombre y domicilio del licitante acreedor del permiso y la fecha de emisión del fallo.

ASIGNATURA \_\_\_\_\_ CLAVE \_\_\_\_\_  
HOJA \_\_\_\_\_ DE \_\_\_\_\_

PERIODO	UNIDADES TEMATICAS	PROCEDIMIENTOS DE EVALUACION
---------	--------------------	------------------------------

CLAVE	B	C	BIBLIOGRAFIA
-------	---	---	--------------

## **CAPITULO IV.- TRANSFERENCIA, MODIFICACION, EXTINCION Y REVOCACION DE LOS PERMISOS**

### **Artículo 47.- Transferencia de los permisos**

La transferencia del permiso sólo podrá efectuarse previa autorización de la Comisión, a solicitud de los interesados, cuando el posible permisionario:

- I. Reúna los requisitos para ser titular del permiso, y
- II. Se comprometa a cumplir, en sus términos, las obligaciones consignadas en el permiso y, en su caso, en las condiciones generales para la prestación del servicio.

### **Artículo 48.- Enajenación de sistemas**

El sistema no podrá ser enajenado independientemente del permiso ni viceversa, salvo que el permiso correspondiente hubiere sido revocado.

### **Artículo 49.- Competencia económica en transferencia**

La solicitud de autorización de transferencia de un permiso deberá ir acompañada de copia del aviso a la Comisión Federal de Competencia sobre el cambio en la titularidad del mismo.

### **Artículo 50.- Procedimiento de transferencia**

Cuando los solicitantes no acrediten lo dispuesto en el artículo 47, o la información presentada resulte insuficiente, la Comisión se los notificará, a fin de que subsanen las deficiencias en el plazo de un mes; de no hacerlo la solicitud será desechada de plano.

Una vez satisfechos los requisitos, la Comisión otorgará la autorización de transferencia del permiso en el término de un mes.

### **Artículo 51.- Gravámenes**

El titular de un permiso de transporte, almacenamiento o distribución podrá gravar el permiso y los derechos derivados del mismo para garantizar obligaciones o financiamientos directamente relacionados con la prestación y extensión del servicio, así como deudas de su operación, previo aviso a la Comisión con diez días de anticipación al otorgamiento de la garantía. Cuando el permiso o los derechos derivados del mismo sean gravados para otros fines, se requerirá de la autorización previa de la Comisión.

ASIGNATURA \_\_\_\_\_

CLAVE \_\_\_\_\_

HOJA \_\_\_\_\_ DE \_\_\_\_\_

PERIODO	UNIDADES TEMATICAS	PROCEDIMIENTOS DE EVALUACION
---------	--------------------	------------------------------

CLAVE	B	C	BIBLIOGRAFIA
-------	---	---	--------------



Los sistemas no podrán ser gravados independientemente del permiso, ni viceversa.

Cuando sea previsible un procedimiento de ejecución del gravamen, el permisionario deberá avisar inmediatamente a la Comisión.

El permisionario deberá dar aviso a la Comisión de cualquier hecho o acto que ponga en riesgo su posesión o propiedad sobre los sistemas, en un plazo de tres días a partir de que tenga conocimiento de ello.

Durante el procedimiento de ejecución de la garantía, el adjudicatario deberá designar un operador que, a juicio de la Comisión, tenga la capacidad técnica necesaria para la prestación del servicio en nombre y por cuenta de aquél.

#### Artículo 52.- Modificación de los permisos

La modificación de los permisos podrá iniciarse a instancia del permisionario y se sujetará al procedimiento previsto en la directiva que al efecto expida la Comisión.

La capacidad establecida en el título del permiso de transporte podrá ampliarse mediante el incremento de la compresión sin necesidad de modificar el permiso. En tal caso, el permisionario deberá dar aviso a la Comisión dentro del mes siguiente a que tenga lugar dicha ampliación. Cuando la extensión o ampliación de la capacidad implique la construcción de nuevos ductos se requerirá la modificación del permiso.

#### Artículo 53.- Renovación de los permisos

Los permisos podrán renovarse una o más veces conforme a lo siguiente:

- I. El permisionario presentará a la Comisión la solicitud de renovación por lo menos dos años antes del vencimiento del permiso o de cada una de las renovaciones que, en su caso, se le hubieren autorizado;
- II. El procedimiento a que se sujetará la renovación de los permisos será el previsto en la directiva que al efecto expida la Comisión, y
- III. Cada renovación se otorgará por un periodo de quince años.

#### Artículo 54.- Extinción del permiso

Los permisos se extinguirán por:

- I. El vencimiento del plazo establecido en el permiso o de la renovación que, en su caso, se hubiere autorizado;

ASIGNATURA \_\_\_\_\_ CLAVE \_\_\_\_\_  
HOJA \_\_\_\_\_ DE \_\_\_\_\_

PERIODO	UNIDADES TEMATICAS	PROCEDIMIENTOS DE EVALUACION
---------	--------------------	------------------------------

CLAVE	B	C	BIBLIOGRAFIA
-------	---	---	--------------

- II. La terminación anticipada solicitada por el permisionario y autorizada por la Comisión conforme a este Reglamento;
- III. La revocación en los términos de la Ley, o
- IV. El acaecimiento de una condición resolutoria.

#### Artículo 55.- Terminación anticipada y extinción parcial

El permisionario solicitará a la Comisión, con doce meses de anticipación, la autorización para la terminación anticipada o la extinción parcial del permiso.

El procedimiento a que se sujetará la terminación anticipada o la extinción parcial de los permisos será el establecido en la directiva que al efecto expida la Comisión.

#### Artículo 56.- Abandono del servicio

Existe abandono del servicio cuando un permisionario deje de prestar el servicio objeto de su permiso en forma total o parcial, sin haber obtenido la autorización para la terminación anticipada o la extinción parcial del permiso.

#### Artículo 57.- Revocación de permisos

La Comisión podrá revocar el permiso por cualquiera de las causas establecidas en el artículo 13 de la Ley.

#### Artículo 58.- Continuidad del servicio

En los supuestos de las fracciones I, II y IV del artículo 54 y en caso de transferencia, los permisionarios deberán garantizar la continuidad del servicio, no pudiendo suspender operaciones hasta que las asuma un nuevo permisionario, quien deberá adquirir el sistema correspondiente.

En caso de revocación del permiso o abandono del servicio, la Comisión solicitará a la Secretaría la aplicación de las medidas necesarias para asegurar la continuidad del servicio, en los términos de las disposiciones aplicables.

## **CAPITULO V.- PRESTACION DE LOS SERVICIOS**

### **Sección Primera.- Disposiciones Generales**

#### Artículo 59.- Naturaleza del servicio de transporte

ASIGNATURA \_\_\_\_\_ CLAVE \_\_\_\_\_  
HOJA \_\_\_\_\_ DE \_\_\_\_\_

PERIODO	UNIDADES TEMATICAS	PROCEDIMIENTOS DE EVALUACION
---------	--------------------	------------------------------

CLAVE	B	C	BIBLIOGRAFIA
-------	---	---	--------------

El servicio de transporte comprende la recepción de gas en un punto del sistema de transporte y la entrega de una cantidad similar en un punto distinto del mismo sistema.

Artículo 60.- Naturaleza del servicio de almacenamiento

El servicio de almacenamiento comprende la recepción de gas en un punto del sistema de almacenamiento y la entrega, en uno o varios actos, de una cantidad similar en el mismo punto o en otro contiguo del mismo sistema.

Artículo 61.- Naturaleza del servicio de distribución

El servicio de distribución comprende:

- I. La comercialización y entrega del gas por el distribuidor a un usuario final dentro de su zona geográfica, o
- II. La recepción de gas en el punto o los puntos de recepción del sistema de distribución y la entrega de una cantidad similar en un punto distinto del mismo sistema.

Artículo 62.- Condiciones generales para la prestación del servicio

La prestación de los servicios se sujetará a lo previsto en las directivas que expida la Comisión y en las condiciones generales para la prestación del servicio.

Las condiciones generales para la prestación del servicio serán aprobadas por la Comisión, formarán parte del título del permiso y contendrán:

- I. Las tarifas para la prestación de los servicios;
- II. Los términos y condiciones para el acceso y la prestación de las diversas modalidades del servicio;
- III. Los derechos y obligaciones del prestador del servicio, y
- IV. El procedimiento arbitral que proponga el permisionario para la solución de controversias derivadas de la prestación de los servicios, en los términos de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía.

### **Sección Segunda.- Acceso a los Servicios**

Artículo 63.- Obligación de acceso abierto

ASIGNATURA \_\_\_\_\_ CLAVE \_\_\_\_\_  
HOJA \_\_\_\_\_ DE \_\_\_\_\_

PERIODO	UNIDADES TEMATICAS	PROCEDIMIENTOS DE EVALUACION
---------	--------------------	------------------------------

CLAVE	B	C	BIBLIOGRAFIA
-------	---	---	--------------

Los permisionarios deberán permitir a los usuarios el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a los servicios en sus respectivos sistemas, de conformidad con lo siguiente.

- I. El acceso abierto y no indebidamente discriminatorio estará limitado a la capacidad disponible de los permisionarios,
- II. La capacidad disponible a que se refiere la fracción anterior se entenderá como aquella que no sea efectivamente utilizada, y
- III. El acceso abierto a los servicios sólo podrá ser ejercido por el usuario mediante la celebración del contrato para la prestación del servicio de que se trate, salvo lo previsto en el artículo 69

Cuando el permisionario niegue el acceso al servicio a un usuario teniendo capacidad disponible u ofrezca el servicio en condiciones indebidamente discriminatorias, la parte afectada podrá solicitar la intervención de la Comisión. En el primer supuesto, el permisionario deberá acreditar la falta de capacidad disponible al momento de negar el acceso.

#### Artículo 64 - Interconexión entre permisionarios

Los permisionarios estarán obligados a permitir la interconexión de otros permisionarios a sus sistemas cuando:

- I. Exista capacidad disponible para prestar el servicio solicitado, y
- II. La interconexión sea técnicamente viable

La forma de cubrir el cargo por conexión a que se refiere el artículo 84 será convenido por las partes. Lo dispuesto en este artículo no será aplicable a los distribuidores durante el periodo de exclusividad a que se refiere el artículo 28

#### Artículo 65 - Extensiones y ampliaciones

Los distribuidores estarán obligados a extender o ampliar sus sistemas dentro de su zona geográfica, a solicitud de cualquier interesado que no sea permisionario, siempre que el servicio sea económicamente viable

Los transportistas estarán obligados a extender o ampliar sus sistemas, a solicitud de cualquier interesado, siempre que:

- I. El servicio sea económicamente viable, o
- II. Las partes celebren un convenio para cubrir el costo de los ductos y demás instalaciones que constituyan la extensión o ampliación.

ASIGNATURA \_\_\_\_\_ CLAVE \_\_\_\_\_  
HOJA \_\_\_\_\_ DE \_\_\_\_\_

PERIODO	UNIDADES TEMATICAS	PROCEDIMIENTOS DE EVALUACION

CLAVE	B	C	BIBLIOGRAFIA



El plazo para realizar la extensión o ampliación por parte del permisionario será convenido por las partes

#### Artículo 66.- Desagregación de servicios

Los permisionarios que se encuentren en posibilidad de ofrecer más de una clase de servicios en los términos de este Reglamento deberán distinguir cada servicio en forma separada y sin condicionar la prestación de uno respecto a otro o a la adquisición del gas, desagregando en la factura correspondiente el precio de adquisición del gas y las tarifas por cada uno de los servicios, de conformidad con las directivas que expida la Comisión

#### Artículo 67.- Prohibición de subsidios cruzados

Los permisionarios no podrán subsidiar, por sí o por interpósita persona, la prestación de un servicio mediante las tarifas de otro o a través de la comercialización de gas, ni subsidiar ésta mediante tarifas

Los permisionarios deberán informar a la Comisión sobre los términos y condiciones de sus operaciones de comercialización conforme al artículo 108

#### Artículo 68 - Separación de sistemas contables

Para efectos del artículo anterior, los permisionarios deberán separar, en su caso, la información financiera relativa a la prestación de los servicios de transporte, almacenamiento y distribución, así como a la comercialización de gas, de tal forma que se puedan identificar para cada uno de ellos los ingresos, los costos y los gastos de operación.

Petróleos Mexicanos deberá identificar, además, la información financiera relativa a las ventas de primera mano, desagregando en cada caso el precio del gas en las plantas de proceso, la tarifa de transporte respectiva y otros servicios que proporcione, de conformidad con lo establecido en el artículo 10

A efecto de facilitar el control y la transparencia en la regulación de los servicios permisionados y la ventas de primera mano, la Comisión expedirá directivas con relación al sistema contable a que deberán sujetarse los permisionarios.

#### Artículo 69 - Mercado secundario de capacidad

Los usuarios podrán ceder directamente o autorizando al transportista para tal efecto, los derechos sobre la capacidad reservada que no pretendan utilizar. La capacidad que se pretenda liberar se publicará en el sistema de información que para tal fin establezca la Comisión

### **Sección Tercera.- Obligaciones**

ASIGNATURA \_\_\_\_\_ CLAVE \_\_\_\_\_  
HOJA \_\_\_\_\_ DE \_\_\_\_\_

PERIODO	UNIDADES TEMATICAS	PROCEDIMIENTOS DE EVALUACION
---------	--------------------	------------------------------

CLAVE	B	C	BIBLIOGRAFIA
-------	---	---	--------------

## Artículo 70.- Obligaciones de los permisionarios en materia de seguridad

En materia de seguridad, los permisionarios tendrán las obligaciones siguientes:

- I. Dar aviso inmediato a la Comisión y a las autoridades competentes de cualquier hecho que como resultado de sus actividades permisionadas ponga en peligro la salud y seguridad públicas; dicho aviso deberá incluir las posibles causas del hecho, así como las medidas que se hayan tomado y planeado tomar para hacerle frente;
- II. Presentar a la Comisión, en un plazo de diez días contado a partir de aquél en que el siniestro se encuentre controlado un informe detallado sobre las causas que lo originaron y las medidas tomadas para su control;
- III. Presentar anualmente, en los términos de las normas oficiales mexicanas aplicables, el programa de mantenimiento del sistema y comprobar su cumplimiento con el dictamen de una unidad de verificación debidamente acreditada;
- IV. Llevar un libro de bitácora para la supervisión, operación y mantenimiento de obras e instalaciones, que estará a disposición de la Comisión;
- V. Capacitar a su personal para la prevención y atención de siniestros;
- VI. Proporcionar el auxilio que les sea requerido por las autoridades competentes en caso de emergencia o siniestro, y
- VII. Las demás que establezcan las normas oficiales mexicanas

## Artículo 71 - Obligaciones específicas para la prestación de los servicios

En la prestación de servicios, los permisionarios tendrán las obligaciones siguientes:

- I. Prestar el servicio de forma eficiente conforme a principios de uniformidad, homogeneidad, regularidad, seguridad y continuidad;
- II. Publicar oportunamente, en los términos que establezca la Comisión mediante directivas, la información referente a su capacidad disponible y aquella no contratada;
- III. Dar aviso inmediato a la Comisión de cualquier circunstancia que implique la modificación de las condiciones en la prestación del servicio;
- IV. Contratar y mantener vigentes los seguros establecidos en el título del permiso para hacer frente a las responsabilidades en que pudieran incurrir;

ASIGNATURA \_\_\_\_\_

CLAVE \_\_\_\_\_

HOJA \_\_\_\_\_ DE \_\_\_\_\_

PERIODO	UNIDADES TEMATICAS	PROCEDIMIENTOS DE EVALUACION
---------	--------------------	------------------------------

CLAVE	B	C	BIBLIOGRAFIA
-------	---	---	--------------

- V. Contar con un servicio permanente de recepción de quejas y reportes de emergencia;
- VI. Atender de inmediato los llamados de emergencia de los usuarios finales;
- VII. Informar oportunamente a la Comisión sobre cualquier circunstancia que afecte o pudiera afectar negativamente la prestación del servicio;
- VIII. Abstenerse de realizar prácticas indebidamente discriminatorias; y
- IX. Responder a toda solicitud de servicio en el plazo de un mes a partir de su recepción, tratándose de los servicios de transporte o almacenamiento, y de diez días, tratándose de distribuidores.

#### Artículo 72 - Demanda económicamente viable

Los distribuidores deberán satisfacer toda demanda de prestación del servicio económicamente viable en los términos de sus condiciones generales para la prestación del servicio y de lo establecido por este Reglamento.

#### Artículo 73 - Supresión de fugas

Los distribuidores están obligados a proporcionar directa o indirectamente el servicio de supresión de fugas a los usuarios finales, quienes cubrirán los gastos por horas por aquellas que se produzcan en sus instalaciones.

#### Artículo 74 - Inicio de las obras y de la prestación del servicio

Los permisionarios deberán iniciar las obras correspondientes dentro de los seis meses siguientes a la fecha de expedición del permiso y dar aviso a la Comisión del inicio de dichas obras con quince días de anticipación.

Los permisionarios podrán solicitar a la Comisión, por causa justificada, una prórroga para iniciar las obras respectivas. La Comisión resolverá en el término de un mes, sin que en ningún caso la prórroga exceda de seis meses.

Antes de iniciar sus operaciones, los permisionarios deberán contar con el dictamen de una unidad de verificación debidamente acreditada en los términos de la legislación aplicable y dar aviso a la Comisión sobre la fecha de inicio de la prestación del servicio con quince días de anticipación.

#### Artículo 75 - Presentación de contratos

La Comisión podrá requerir a los permisionarios la presentación de los contratos que celebran con los usuarios, cuyo contenido no podrá ser divulgado.

ASIGNATURA \_\_\_\_\_

CLAVE \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

HOJA \_\_\_\_\_ DE \_\_\_\_\_

PERIODO	UNIDADES TEMATICAS	PROCEDIMIENTOS DE EVALUACION
---------	--------------------	------------------------------

CLAVE	B	C	BIBLIOGRAFIA
-------	---	---	--------------

#### Artículo 86.- Ajuste

Los permisionarios ajustarán periódicamente las tarifas de acuerdo con la metodología a que se refiere el artículo 81, que considerará los elementos siguientes:

- I. Los indicadores que reflejen los cambios de precios de los bienes e insumos utilizados por los permisionarios;
- II. Los cambios en el régimen fiscal aplicable a los servicios permisionados, y
- III. Un factor de ajuste que refleje el aumento en la eficiencia en la prestación de los servicios a favor de los usuarios. Este factor de ajuste no se aplicará a los permisionarios durante los primeros cinco años de vigencia del permiso.

Las tarifas que resulten del ajuste a que hace referencia este artículo deberán ser sometidas a la aprobación de la Comisión.

#### Artículo 87.- Revisión global

Cada cinco años, el permisionario y la Comisión efectuarán una revisión global de las tarifas de conformidad con la metodología a que se refiere el artículo 81.

Como resultado de la revisión, la Comisión determinará las nuevas tarifas al permisionario, las cuales no tendrán efectos retroactivos ni ajustes compensatorios.

#### Artículo 88.- Tarifas convencionales

Cuando los permisionarios hayan pactado con los usuarios tarifas diferentes a las aprobadas, deberán informar a la Comisión trimestralmente sobre las tarifas aplicadas durante el período inmediato anterior.

La Comisión podrá publicar información sobre las tarifas convencionales.

#### Artículo 89.- Subsidios gubernamentales

El otorgamiento de subsidios gubernamentales a través de las tarifas sólo podrá derivarse de disposiciones de las autoridades competentes y deberá cubrirse con recursos que dichas autoridades asignen para tal propósito.

El otorgamiento de estos subsidios no deberá afectar los ingresos de los permisionarios ni representar un costo para los mismos. Su aplicación deberá ser transparente y quedar explícita en las tarifas cobradas a los usuarios.

ASIGNATURA \_\_\_\_\_ CLAVE \_\_\_\_\_  
HOJA \_\_\_\_\_ DE \_\_\_\_\_

PERIODO	UNIDADES TEMATICAS	PROCEDIMIENTOS DE EVALUACION
---------	--------------------	------------------------------

CLAVE	B	C	BIBLIOGRAFIA
-------	---	---	--------------



## **CAPITULO VII.- PRECIO DE VENTA AL USUARIO FINAL**

### **Artículo 90.- Precios**

El precio que los distribuidores cobren a los usuarios finales estará integrado por:

- I. El precio de adquisición del gas;
- II. La tarifa de transporte;
- III. La tarifa de almacenamiento, y
- IV. La tarifa de distribución.

De conformidad con las directivas que, en su caso, expida la Comisión, las partes podrán pactar libremente un precio distinto a la suma de los componentes anteriores, siempre y cuando no se incurra en prácticas indebidamente discriminatorias. Dicho precio no podrá ser inferior al costo variable de proveer el servicio, determinado conforme a las directivas citadas.

En el cobro al usuario final, los distribuidores deberán desglosar el valor del gas en el punto o puntos de recepción del distribuidor y la tarifa de distribución.

### **Artículo 91.- Variaciones de precios y tarifas**

Los distribuidores podrán trasladar a sus usuarios finales las variaciones que sufran el precio de adquisición de gas y las tarifas de transporte y almacenamiento, de acuerdo a lo establecido en las condiciones generales para la prestación del servicio.

La Comisión expedirá, a través de directivas, la metodología que deberán utilizar los distribuidores para el cálculo de sus precios de adquisición de gas y la forma de trasladarlos a sus usuarios finales.

### **Artículo 92.- Verificación del traslado de precios de adquisición del gas**

La Comisión, de oficio o a petición de parte, podrá verificar los precios de adquisición del gas trasladados a los usuarios finales durante los seis meses anteriores al inicio de la verificación.

Esta verificación deberá incluir, como mínimo, el precio de adquisición del gas asentado por el distribuidor, el costo y condiciones de las alternativas viables de suministro del distribuidor y los precios de adquisición del gas trasladados a otros usuarios finales por otros distribuidores.

ASIGNATURA \_\_\_\_\_ CLAVE \_\_\_\_\_  
HOJA \_\_\_\_\_ DE \_\_\_\_\_

PERIODO	UNIDADES TEMATICAS	PROCEDIMIENTOS DE EVALUACION
---------	--------------------	------------------------------

CLAVE	B	C	BIBLIOGRAFIA
-------	---	---	--------------

#### Artículo 82.- Tarifas máximas

Las tarifas para la prestación de los servicios serán tarifas máximas y deberán ser propuestas por los interesados en obtener un permiso.

Las partes podrán pactar libremente un precio distinto a la tarifa máxima para un servicio determinado, siempre y cuando la tarifa convencional no sea inferior al costo variable de proveer el servicio establecido, determinado conforme a la metodología a que se refiere el artículo anterior. Los permisionarios no podrán condicionar la prestación del servicio al establecimiento de tarifas convencionales.

La Comisión deberá asegurar que las tarifas permitan que los usuarios tengan acceso a los servicios en condiciones de confiabilidad, seguridad y calidad.

#### Artículo 83.- Tarifas indebidamente discriminatorias

Las tarifas que aplique el permisionario no podrán ser indebidamente discriminatorias o estar condicionadas a la prestación de otros servicios.

#### Artículo 84.- Componentes de las tarifas

Las tarifas para cada servicio autorizado incluirán todos los conceptos y cargos aplicables al servicio, tales como:

- I. Cargo por conexión: porción de la tarifa basada en un monto fijo por el costo de interconexión al sistema y que podrá ser cubierto en una o más exhibiciones;
- II. Cargo por capacidad: porción de la tarifa basada en la capacidad reservada por el usuario para satisfacer su demanda máxima en un periodo determinado, y
- III. Cargo por uso: porción de la tarifa basada en la prestación del servicio.

#### Artículo 85.- Tipos de tarifas

Las tarifas propuestas por los permisionarios podrán establecer diferencias por:

- I. Modalidad de la prestación de cada servicio;
- II. Categoría y localización del usuario;
- III. Condiciones del servicio, y
- IV. Otros usos comerciales generalmente aceptados en la industria.

ASIGNATURA \_\_\_\_\_

CLAVE \_\_\_\_\_  
HOJA \_\_\_\_\_ DE \_\_\_\_\_

PERIODO	UNIDADES TEMÁTICAS	PROCEDIMIENTOS DE EVALUACION
---------	--------------------	------------------------------

CLAVE	B	C	BIBLIOGRAFIA
-------	---	---	--------------

## **Sección Cuarta.- Suspensión del Servicio**

### **Artículo 76.- Suspensión sin responsabilidad**

El permisionario no incurrirá en responsabilidad por suspensión del servicio, cuando ésta se origine por:

- I. Caso fortuito o fuerza mayor;
- II. Fallas en las instalaciones del usuario o mala operación de su instalación;
- III. Trabajos necesarios para el mantenimiento, ampliación o modificación de sus obras e instalaciones, previo aviso a los usuarios, o
- IV. Por incumplimiento del usuario a sus obligaciones contractuales.

### **Artículo 77.- Suspensión, restricción o modificación del servicio**

Cuando por caso fortuito o fuerza mayor el permisionario se vea en la necesidad de suspender, restringir o modificar las características del servicio, lo hará del conocimiento de los usuarios por los medios de comunicación con mayor difusión en las localidades de que se trate, indicando la duración de la suspensión, restricción o modificación, los días y horas en que ocurrirá y las zonas afectadas.

Cuando la suspensión, restricción o modificación de las características del servicio haya de prolongarse por más de cinco días, el permisionario deberá presentar para su aprobación ante la Comisión el programa que se aplicará para enfrentar la situación.

Dicho programa procurará que la suspensión, restricción o modificación del servicio provoque los menores inconvenientes para los usuarios y establecerá los criterios aplicables para la asignación del gas disponible entre los diferentes destinos y tipos de usuarios.

### **Artículo 78.- Aviso de suspensión**

Cuando la suspensión se origine por las causas previstas en la fracción III del artículo 76, el permisionario deberá informar a los usuarios, a través de medios masivos de comunicación en la localidad respectiva, y de notificación individual tratándose de industrias y hospitales. En cualquier caso, dicho aviso se dará con no menos de cuarenta y ocho horas de anticipación al inicio de los trabajos respectivos, indicándose el día, hora y duración de la suspensión del servicio y la hora en que se reanudará, debiéndose indicar con claridad los límites del área afectada. La falta de aviso dará lugar a que el permisionario incurra en responsabilidad.

ASIGNATURA \_\_\_\_\_

CLAVE \_\_\_\_\_

HOJA \_\_\_\_\_ DE \_\_\_\_\_

PERIODO	UNIDADES TEMATICAS	PROCEDIMIENTOS DE EVALUACION
---------	--------------------	------------------------------

CLAVE	B	C	BIBLIOGRAFIA
-------	---	---	--------------

El permisionario procurará que los trabajos a que se refiere el párrafo anterior se hagan en las horas y días en que disminuya el consumo de gas, para afectar lo menos posible a los usuarios.

#### Artículo 79.- Bonificación por fallas o deficiencias

En caso de suspensión del servicio ocasionada por causas distintas a las señaladas en el artículo 76, el permisionario deberá bonificar al usuario, al expedir la factura respectiva, una cantidad igual a cinco veces el importe del servicio que hubiere estado disponible de no ocurrir la suspensión y que el usuario hubiere tenido que pagar. Para calcular dicho importe se tomará como base el consumo y el precio medios de la factura anterior. Dicho mecanismo deberá establecerse en las condiciones generales para la prestación del servicio.

#### Artículo 80.- Quejas y reclamaciones

El permisionario deberá atender las quejas y reclamaciones de los usuarios en el término de diez días. Cuando la queja o reclamación no sea atendida dentro de dicho término, los usuarios que no sean consumidores en los términos del artículo 5 podrán presentar su reclamación ante la Comisión.

La Comisión adoptará las medidas necesarias para establecer un control de la recepción y seguimiento de las quejas y reclamaciones que presenten los usuarios a que se refiere el párrafo anterior y publicará un informe anual sobre la atención de las mismas.

### **CAPITULO VI.- TARIFAS**

#### Artículo 81.- Metodología para el cálculo de las tarifas

La Comisión expedirá, mediante directivas, la metodología para el cálculo de las tarifas iniciales y para su ajuste.

La metodología deberá permitir a los permisionarios que utilicen racionalmente los recursos, en el caso de las tarifas iniciales, y a los permisionarios eficientes, en el caso de su ajuste, obtener ingresos suficientes para cubrir los costos adecuados de operación y mantenimiento aplicables al servicio, los impuestos, la depreciación y una rentabilidad razonable.

La aplicación de esta metodología no garantizará los ingresos, costos o rentabilidad esperada del permisionario.

Dicha metodología no será obligatoria cuando existan condiciones de competencia efectiva, a juicio de la Comisión Federal de Competencia. Los permisionarios podrán solicitar a ésta que declare la existencia de condiciones de competencia efectiva.

ASIGNATURA \_\_\_\_\_

CLAVE \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

HOJA \_\_\_\_\_ DE \_\_\_\_\_

<b>PERIODO</b>	<b>UNIDADES TEMATICAS</b>	<b>PROCEDIMIENTOS DE EVALUACION</b>

<b>CLAVE</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>BIBLIOGRAFIA</b>



Cuando, como resultado de la verificación, la Comisión determine que los precios trasladados son excesivos, el distribuidor acreditará a los usuarios finales una cantidad equivalente a la porción del precio cobrada en exceso.

Artículo 93.- Información de precios

Los distribuidores deberán informar periódicamente a la Comisión sus precios y condiciones de adquisición de gas y los precios trasladados a los usuarios finales.

La Comisión podrá publicar los precios trasladados a los usuarios finales.

## **CAPITULO VIII.- TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO PARA USOS PROPIOS**

### **Sección Primera.- Disposiciones Generales**

Artículo 94.- Régimen especial

Cuando la actividad de recibir, conducir y entregar gas por medio de ductos tenga por objeto satisfacer exclusivamente las necesidades del solicitante, la Comisión podrá otorgar a éste un permiso de transporte para usos propios.

Cuando la actividad de almacenamiento tenga por objeto satisfacer exclusivamente las necesidades del solicitante, la Comisión podrá otorgar a éste un permiso de almacenamiento para usos propios.

Los permisos de transporte y almacenamiento para usos propios se sujetarán a las disposiciones de este capítulo y no conferirán derecho a prestar servicios a terceros, salvo lo dispuesto en el artículo 96.

Los titulares de permisos para usos propios tendrán las obligaciones a que se refiere el artículo 70.

### **Sección Segunda.- Transporte para Usos Propios**

Artículo 95.- Permisos de transporte para usos propios

Los permisos de transporte para usos propios serán otorgados para una capacidad y un trayecto determinados y sus titulares sólo podrán ser usuarios finales o sociedades de autoabastecimiento.

Artículo 96.- Sociedades de autoabastecimiento

Sólo los usuarios finales que consuman gas para usos industriales, comerciales y de servicios podrán constituir o formar parte de sociedades de autoabastecimiento.

ASIGNATURA \_\_\_\_\_ CLAVE \_\_\_\_\_  
HOJA \_\_\_\_\_ DE \_\_\_\_\_

PERIODO	UNIDADES TEMATICAS	PROCEDIMIENTOS DE EVALUACION
---------	--------------------	------------------------------

CLAVE	B	C	BIBLIOGRAFIA
-------	---	---	--------------

Las sociedades de autoabastecimiento sólo podrán entregar gas a los socios que las integren.

#### Artículo 97.- Transporte para usos propios en zonas geográficas

Cuando la solicitud de permiso de transporte para usos propios se presente dentro de los primeros dos años del periodo de exclusividad del distribuidor de la zona geográfica donde se ubique el solicitante o cualquiera de los socios que formen parte de la sociedad de autoabastecimiento, deberá acreditarse un consumo promedio anual mayor a sesenta mil metros cúbicos diarios de gas o su equivalente por parte del solicitante o de la totalidad de los socios que formen parte de la sociedad de autoabastecimiento.

Cuando la solicitud a que se refiere el párrafo anterior se presente dentro del tercero o cuarto año del periodo de exclusividad, se reducirá a treinta mil metros cúbicos diarios de gas o su equivalente el consumo promedio anual requerido.

El otorgamiento de permisos de transporte para usos propios dentro de una zona geográfica no estará condicionado a volúmenes mínimos de consumo a partir del quinto año del periodo de exclusividad del distribuidor correspondiente.

#### Artículo 98.- Aviso previo al distribuidor

El interesado en obtener un permiso de transporte para usos propios que sea usuario del servicio de distribución, deberá dar aviso al distribuidor con tres meses de anticipación a la presentación de la solicitud correspondiente.

El titular de un permiso de transporte para usos propios o el usuario final que forme parte de una sociedad de autoabastecimiento podrá recontractar el servicio de distribución, en cuyo caso el distribuidor podrá cobrarle un cargo por reconexión en los términos de sus condiciones generales para la prestación del servicio.

### **Sección Tercera.- Almacenamiento para Usos Propios**

#### Artículo 99.- Permisos de almacenamiento para usos propios

Los permisos de almacenamiento para usos propios serán otorgados para una localización específica y una capacidad determinada.

#### Artículo 100.- Restricciones a transportistas y distribuidores

Los transportistas o distribuidores no podrán ser titulares, por sí o por interpósita persona, de un permiso de almacenamiento para usos propios.

ASIGNATURA \_\_\_\_\_

CLAVE \_\_\_\_\_

HOJA \_\_\_\_\_ DE \_\_\_\_\_

PERIODO	UNIDADES TEMATICAS	PROCEDIMIENTOS DE EVALUACION

CLAVE	B	C	BIBLIOGRAFIA

## **Sección Cuarta.- Procedimiento para el Otorgamiento y la Modificación de Permisos para Usos Propios**

### **Artículo 101.- Solicitud de permiso**

El interesado en obtener un permiso de transporte o almacenamiento para usos propios deberá presentar una solicitud a la Comisión, que contendrá:

- I. El nombre, razón social o denominación y domicilio del solicitante;
- II. En su caso, la copia certificada de la escritura constitutiva con sus reformas o la documentación que acredite su existencia legal;
- III. Los documentos que acrediten la personalidad y las facultades del representante legal;
- IV. El objeto, la descripción, el trayecto o localización y las especificaciones técnicas del proyecto;
- V. En su caso, el promedio anual de consumo diario;
- VI. La descripción genérica de los sistemas y mecanismos de seguridad para la operación y el mantenimiento del sistema;
- VII. La capacidad de conducción o almacenamiento del proyecto, y
- VIII. En su caso, la copia del aviso a que se refiere el artículo 98.

### **Artículo 102.- Tramitación y otorgamiento**

La Comisión examinará la solicitud en el término de un mes. Cuando la solicitud no cumpla con los requisitos establecidos o la información presentada resulte insuficiente, la Comisión lo notificará al solicitante, quien deberá subsanar las deficiencias en el plazo de un mes. De no hacerlo la solicitud será desechada de plano.

Una vez satisfechos los requisitos, la Comisión otorgará el permiso correspondiente en el término de un mes.

### **Artículo 103.- Procedimiento para la modificación de los permisos**

La modificación de los permisos para usos propios se sujetará, en lo conducente, a lo dispuesto en los dos artículos anteriores.

### **Artículo 104.- Otras disposiciones aplicables**

ASIGNATURA \_\_\_\_\_

CLAVE \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

HOJA \_\_\_\_\_ DE \_\_\_\_\_

PERIODO	UNIDADES TEMATICAS	PROCEDIMIENTOS DE EVALUACION

CLAVE	B	C	BIBLIOGRAFIA

Son aplicables a los permisos para usos propios las disposiciones contenidas en los artículos 19, 47, 50, 52, 53 y, en lo conducente, los artículos 54 y 57.

## **CAPITULO IX.- SANCIONES**

### **Artículo 105.- Conductas sancionables**

La violación a las disposiciones de este Reglamento será sancionada administrativamente por la Comisión tomando en cuenta la importancia de la falta, de acuerdo con lo siguiente:

- I. La falta de presentación de información requerida por la Comisión en los términos del artículo 108 y la infracción a lo dispuesto en los artículos 52, 70, fracciones I a V, 71, fracción I, 88 y 93, se sancionará con multa de mil a veinticinco mil veces el importe del salario mínimo;
- II. La infracción a lo dispuesto en los artículos 51, 66, 70, fracción VI, 71, fracciones II, III, VI, VII, VIII y IX, 77, 78 y 79, se sancionará con multa de mil a cincuenta mil veces el importe del salario mínimo;
- III. La infracción a lo dispuesto en los artículos 58, 63, 64, 65, 67, 68, 71, fracción IV, 73, 74 y 83, se sancionará con multa de mil a cien mil veces el importe del salario mínimo, y
- IV. La realización de actividades de transporte, almacenamiento y distribución de gas sin el permiso correspondiente otorgado previamente por la Comisión, así como la suspensión de los servicios de transporte, almacenamiento y distribución por causas distintas a las que se refiere el artículo 76, se sancionará con multa de veinticinco mil a cien mil veces el importe del salario mínimo.

Para los efectos del presente capítulo se entiende por salario mínimo, el salario mínimo general diario vigente en el Distrito Federal en la fecha en que se incurra en la falta.

### **Artículo 106.- Responsabilidad civil o penal**

Las sanciones señaladas en este capítulo se aplicarán sin perjuicio de la responsabilidad civil o penal que resulte y, en su caso, de la revocación del permiso.

## **CAPITULO X.- DISPOSICIONES FINALES**

### **Artículo 107.- Utilidad pública**

ASIGNATURA \_\_\_\_\_

CLAVE \_\_\_\_\_

HOJA \_\_\_\_\_ DE \_\_\_\_\_

PERIODO	UNIDADES TEMATICAS	PROCEDIMIENTOS DE EVALUACION
---------	--------------------	------------------------------

CLAVE	B	C	BIBLIOGRAFIA
-------	---	---	--------------



El otorgamiento de los permisos para la prestación de los servicios de transporte y distribución de gas implicará la declaratoria de utilidad pública para el tendido de los ductos en predios de propiedad pública, social y privada, de conformidad con la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, sus disposiciones reglamentarias y demás disposiciones aplicables.

#### Artículo 108.- Requerimientos de información

La Comisión podrá requerir a Petróleos Mexicanos, a los importadores y exportadores de gas y a los permisionarios, la información suficiente y adecuada que determine mediante directivas en lo relativo a:

- I. Ventas de primera mano;
- II. Precios y tarifas;
- III. Volumen de ventas distintas de las de primera mano;
- IV. Volumen de gas conducido y almacenado;
- V. Información corporativa, contable y financiera;
- VI. Información sobre los contratos que celebren los permisionarios con relación a la prestación de los servicios;
- VII. Circunstancias que afecten o pudieran afectar negativamente la prestación del servicio;
- VIII. Capacidad de los sistemas y asignación de la misma;
- IX. Programas de mantenimiento y seguridad;
- X. Otras obligaciones establecidas en este Reglamento, en las normas oficiales mexicanas y en las directivas, y
- XI. Las demás que la Comisión considere necesaria.

#### Artículo 109.- Información y prospectiva

La Secretaría publicará anualmente un documento de prospectiva sobre el comportamiento del mercado nacional de gas. Este documento deberá elaborarse con rigor metodológico y a partir de la información más actualizada y confiable.

La prospectiva deberá describir y analizar, para un periodo de diez años, las necesidades previsibles del país en materia de gas y comprenderá:

ASIGNATURA \_\_\_\_\_ CLAVE \_\_\_\_\_  
HOJA \_\_\_\_\_ DE \_\_\_\_\_

PERIODO	UNIDADES TEMATICAS	PROCEDIMIENTOS DE EVALUACION
---------	--------------------	------------------------------

CLAVE	B	C	BIBLIOGRAFIA
-------	---	---	--------------

- I. La evolución futura de la demanda nacional y regional;
- II. La capacidad de producción existente y esperada, y
- III. La capacidad de transporte y distribución existente, así como las necesidades de expansión, rehabilitación, modernización, sustitución o interconexión de capacidad.

#### Artículo 110.- Procedimiento para la expedición de directivas

Cuando la expedición de directivas se lleve a cabo mediante el procedimiento de consulta pública, se observará lo siguiente:

- I. La Comisión publicará en el Diario Oficial de la Federación la materia que se pretenda regular con la directiva, los temas que habrá de tratar, la descripción de la información que requiera para su elaboración o, en su caso, el proyecto de directiva que al efecto hubiere formulado. En este último caso no se aplicarán al procedimiento las fracciones II y III de este artículo;
- II. Los interesados podrán presentar a la Comisión sus comentarios, la información que consideren relevante o el contenido del anteproyecto que hubieren formulado, en un plazo de dos meses contados a partir de la publicación a que se refiere la fracción anterior;
- III. La Comisión estudiará los comentarios, la información y los anteproyectos recibidos y formulará un proyecto de directiva que será publicado en el Diario Oficial de la Federación en el término de un mes a partir de la expiración del plazo para recibir comentarios;
- IV. Cualquier interesado podrá presentar a la Comisión los comentarios que tuviere con relación al proyecto de directiva en el plazo que se señale, que en ningún caso podrá ser inferior a un mes a partir de la publicación del proyecto;
- V. Dentro del mes siguiente a la fecha en que termine el plazo a que se refiere la fracción anterior, la Comisión estudiará los comentarios recibidos y, en su caso, expedirá la directiva, la cual será publicada en el Diario Oficial de la Federación por lo menos con un mes de anticipación a su entrada en vigor.

En cualquier etapa del procedimiento la Comisión podrá convocar a audiencias para conocer las necesidades y puntos de vista de los interesados sobre el objeto y contenido de la directiva.

ASIGNATURA \_\_\_\_\_ CLAVE \_\_\_\_\_  
HOJA \_\_\_\_\_ DE \_\_\_\_\_

PERIODO	UNIDADES TEMATICAS	PROCEDIMIENTOS DE EVALUACION
---------	--------------------	------------------------------

CLAVE	B	C	BIBLIOGRAFIA
-------	---	---	--------------

## TRANSITORIOS

**Primero.-** Este Reglamento entrará en vigor al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

**Segundo.-** Dentro de los cuatro meses siguientes a la entrada en vigor de este Reglamento, la Secretaría expedirá una norma oficial mexicana sobre las características y especificaciones del gas natural que se inyecte a los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución.

**Tercero.-** La Comisión deberá expedir, en un plazo de cuatro meses a partir de la entrada en vigor de este Reglamento, las directivas relativas a los precios de ventas de primera mano y a las tarifas para la prestación de servicios de transporte, almacenamiento y distribución.

**Cuarto.-** Para los efectos del artículo 69, el sistema de información deberá entrar en operación el primero de enero de 1998. Mientras tanto, el permisionario publicará, en un sistema de información propio, la capacidad que pretendan liberar los usuarios.

**Quinto.-** Petróleos Mexicanos deberá presentar a la Comisión tan pronto como sea posible, pero en un plazo no mayor a doce meses a partir de la entrada en vigor de este Reglamento, información sobre sus actividades de transporte y comercialización de gas natural, la cual deberá contener:

- VI. Estadísticas anuales sobre volúmenes manejados, precios, ventas, importaciones y exportaciones;
- VII. Localización geográfica y características de sus sistemas;
- VIII. Términos y condiciones de los contratos vigentes de compraventa y suministro celebrados con sus proveedores y usuarios con anterioridad a la entrada en vigor de este Reglamento, y
- IX. Cualquier información adicional relacionada con el gas natural que solicite la Comisión.

**Sexto.-** Petróleos Mexicanos deberá prestar, en la medida de sus posibilidades técnicas, el servicio de transporte conforme a las disposiciones de este Reglamento. Los interesados en obtener dicho servicio deberán solicitarlo por escrito a Petróleos Mexicanos y remitir copia de la solicitud a la Comisión

ASIGNATURA \_\_\_\_\_

CLAVE \_\_\_\_\_

HOJA \_\_\_\_\_ DE \_\_\_\_\_

PERIODO	UNIDADES TEMATICAS	PROCEDIMIENTOS DE EVALUACION

CLAVE	B	C	BIBLIOGRAFIA

Reguladora de Energía. Petróleos Mexicanos deberá dar respuesta a dicha solicitud en el término de un mes.

Petróleos Mexicanos podrá negar el servicio sólo cuando no cuente con capacidad disponible o existan impedimentos técnicos, en cuyo caso deberá manifiestar por escrito las razones que justifiquen la negativa y enviara copia de la misma a la Comisión Reguladora de Energía, que podrá intervenir en los términos de las disposiciones jurídicas aplicables.

Petróleos Mexicanos contará con un plazo de veinticuatro meses a partir de la entrada en vigor de este Reglamento, para establecer y poner en operación los sistemas de información y los mecanismos y equipos que garanticen el acceso abierto a terceros en sus sistemas de transporte. Para tal efecto, Petróleos Mexicanos deberá someter a la aprobación de la Comisión, dentro de los seis meses siguientes a la entrada en vigor de este Reglamento, un programa detallado sobre la forma en que otorgará gradualmente el acceso abierto a terceros a sus sistemas de transporte durante el periodo a que se refiere el párrafo anterior. Dicho programa deberá dar prioridad a aquellos mercados con mayor potencial competitivo.

**Séptimo.-** Petróleos Mexicanos continuará realizando sus actividades de transporte de gas natural, en los términos de la Ley y este Reglamento, para lo cual se le considerará otorgado un permiso provisional; las disposiciones relativas al transporte le serán aplicables en lo conducente.

Petróleos Mexicanos deberá presentar a la Comisión una solicitud en los términos del artículo 32, fracciones I y II, dentro de los ocho meses siguientes a la entrada en vigor de este Reglamento. Una vez presentada la solicitud debidamente requisitada, la Comisión expedirá los permisos de transporte correspondientes en un plazo no mayor a cuatro meses.

**Octavo.-** Las personas que estén realizando actividades de distribución de gas natural a la entrada en vigor de este Reglamento, podrán continuar realizando dichas actividades. La Comisión les otorgará, en el término de un mes a partir de la entrada en vigor de este Reglamento, un permiso provisional por doce meses.

Las personas a que se refiere este artículo, deberán solicitar a la Comisión, dentro de los seis meses siguientes a la entrada en vigor de este Reglamento, el inicio del proceso de licitación previsto en la sección sexta del capítulo III, o bien presentar una solicitud para obtener un permiso de distribución sin licitación.

Las solicitudes de permiso de distribución sin licitación a que se refiere el párrafo anterior deberán satisfacer los requisitos señalados en el artículo 32 fracciones I y IV, y deberán contener información detallada sobre:

X. Zona geográfica propuesta;

ASIGNATURA \_\_\_\_\_ CLAVE \_\_\_\_\_  
HOJA \_\_\_\_\_ DE \_\_\_\_\_

PERIODO	UNIDADES TEMATICAS	PROCEDIMIENTOS DE EVALUACION
---------	--------------------	------------------------------

CLAVE	B	C	BIBLIOGRAFIA
-------	---	---	--------------



- XI. Localización y características de sus sistemas;
- XII. Términos y condiciones de los contratos vigentes de compraventa y suministro celebrados con usuarios y proveedores;
- XIII. Contabilidad y finanzas;
- XIV. Obligaciones vencidas a la entrada en vigor de este Reglamento o los contratos de garantía del pago de dichas obligaciones;
- XV. Control directo o indirecto de la sociedad, y
- XVI. Cualquier información adicional relacionada con el gas natural que, con la debida oportunidad, solicite la Comisión.

El procedimiento para el otorgamiento de los permisos a que se refiere el párrafo anterior se sujetará a lo dispuesto en los artículos 33, 34, 35, 36 y 37. Estos permisos conferirán exclusividad sobre la construcción del sistema y la prestación del servicio de recepción y entrega de gas natural dentro de la zona geográfica de que se trate por un plazo no mayor de cinco años a partir de su otorgamiento.

**Noveno.-** Las personas que realicen actividades de conducción de gas natural distintas a las previstas en los artículos anteriores, podrán continuar llevando a cabo dichas actividades. La Comisión les otorgará, en el término de un mes a partir de la entrada en vigor de este Reglamento, un permiso provisional por doce meses.

Las personas a que se refiere este artículo, deberán solicitar a la Comisión, dentro de los seis meses siguientes a la entrada en vigor de este Reglamento, el permiso correspondiente.

**Décimo.-** En tanto no se expidan las disposiciones reglamentarias correspondientes, este Reglamento y sus artículos transitorios serán aplicables, en lo conducente, al transporte y la distribución de gas licuado de petróleo en estado gaseoso por medio de ductos.



FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM  
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA

# CURSOS ABIERTOS

CLAVE: CA-333

DIPLOMADO EN USO Y MANEJO DEL GAS NATURAL

MÓDULO I: NORMATIVIDAD NACIONAL PARA EL MANEJO DEL GAS NATURAL

**TEMA**

**SECTION 16  
PHYSICAL PROPERTIES**

**DEL 5 AL 12 ABRIL DE 2004**

**ING. ALFREDO SÁNCHEZ FLORES  
PALACIO DE MINERÍA  
ABRIL DE 2004**

## Section 16

# Physical Properties

### Introduction

This section contains a number of charts, correlations, and discussions concerning the physical properties of hydrocarbons and related compounds.

Fig. 16-1 is a table of physical constants of a number of hydrocarbon compounds, other common chemicals, and some common gases. Fig. 16-2 is an abridgement of GPA Publication 2145, an official industry standard that is widely referenced in contracts for custody transfer and other commercial purposes.

These two tables are followed by correlations on compressibility of gases. Then additional correlations follow on hydrocarbon fluid densities, boiling points, ASTM distillation, critical properties, acentric factors, vapor pressures, viscosity, thermal conductivity, surface tension, and gross heating value of natural gases.

### Compressibility of gases

#### PRESSURE-VOLUME-TEMPERATURE

In dealing with gases at low pressure, the ideal gas relationship has been, and is, a convenient and generally satisfactory tool. But when faced with measurements and calculations for gases under high pressure the use of the ideal gas relationship may lead to errors as great as 500%, as compared with 2 or 3% at atmospheric pressure.

Many equations of state which have been proposed for representing the pressure-volume-temperature relationship of gases are complicated and inconvenient in practical use. The compressibility factor is reasonably convenient and sufficiently accurate for many engineering requirements. It corresponds to a multiplying correction factor ( $Z$ ) by which the volume computed from the ideal gas equation is converted to the correct actual volume.

Thus:

$$PV = ZNRT$$

Where:

$P$  = pressure, kPa (abs)

$V$  = volume,  $m^3$

$Z$  = compressibility factor

$N$  = No. of moles, kmols

$R$  = gas constant, 8.3145

$T$  = absolute temperature, K = 273.15 + °C

The compressibility factor  $Z$  is a dimensionless factor independent of the extent or mass of the gas and determined by the character of the gas, the temperature, and pressure. Once  $Z$  is known or determined, the calculation of pressure-temperature-volume relationships may be made with as much ease at high pressure as at low pressure.

The equation to calculate gas density is

$$\rho_v = \frac{MP}{8.3145 TZ}$$

Where:

$\rho_v$  = gas density,  $kg/m^3$

$M$  = molecular mass,  $kg/kmol$

Other symbols described above

Since molecular mass, pressure, and temperature are set by process considerations, it is necessary to determine compressibility factor  $Z$  to obtain gas density.

According to the theorem of corresponding states the deviation of any actual gas from the ideal gas law is the same for different gases when at the same corresponding state. The same corresponding states are found at the same fraction of the absolute critical temperature and pressure, which are known as the

Reduced temperature,  $T_r = T/T_c$

Reduced pressure,  $P_r = P/P_c$

Where:

$T_c$  = absolute critical temperature

$P_c$  = absolute critical pressure

$T$  = absolute temperature at which the gas exists

$P$  = the absolute pressure at which the gas exists

Any units of temperature or pressure may be used provided only that the same absolute units be used for  $T$  as for  $T_c$  and for  $P$  as  $P_c$ .

#### GASEOUS MIXTURES

Fig. 16-3 represents the compressibility factor as a function of pseudo reduced pressure and pseudo

FIG. 16-1

## PHYSICAL CONSTANTS OF HYDROCARBONS(27)

No.	Compound	Formula	1. Molecular mass	2. Boiling point, °C 101.3250 kPa (abs)	Vapor pressure, kPa (abs) 40 °C	3 Freezing point, °C 101.3250 kPa (abs)	Critical constants		
							Pressure, kPa (abs)	Temperature, K	Volume, m <sup>3</sup> /kg
1	Methane	CH <sub>4</sub>	16.043	-161.52(28)	35 000.)	-182.47 <sup>d</sup>	4 604.	190.55	0.006 17
2	Ethane	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	30.070	-88.58	(6 000.)	-182.80 <sup>d</sup>	4 880.	305.43	0.004 92
3	Propane	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	44.097	-42.07	1 341.	-187.88 <sup>d</sup>	4 249.	369.82	0.004 60
4	<i>n</i> -Butane	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58.124	-0.49	377.	-138.36	3 797.	425.16	0.004 39
5	Isobutane	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58.124	-11.81	528	-159.60	3 648	408.13	0.004 52
6	<i>n</i> -Pentane	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72.151	36.06	115.66	-129.73	3 389.	469.6	0.004 21
7	Isopentane	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72.151	27.84	151.3	-159.90	3 381	460.39	0.004 24
8	Neopentane	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72.151	9.50	269	-16.55	3 199	433.75	0.004 20
9	<i>n</i> -Hexane	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	86.178	68.74	37.28	-95.32	3 012.	507.4	0.004 29
10	2-Methylpentane	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	86.178	60.26	50.68	-153.66	3 010	497.45	0.004 26
11	3-Methylpentane	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	86.178	63.27	45.73	—	3 124.	504.4	0.004 26
12	Neohexane	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	86.178	49.73	73.41	-99.870	3 081.	488.73	0.004 17
13	2,3-Dimethylbutane	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	86.178	57.98	55.34	-128.54	3 127.	499.93	0.004 15
14	<i>n</i> -Heptane	C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	100.205	98.42	12.34	-90.582	2 736.	540.2	0.004 31
15	2-Methylhexane	C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	100.205	90.06	17.22	-118.27	2 734.	530.31	0.004 20
16	3-Methylhexane	C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	100.205	91.85	16.16	—	2 814.	535.19	0.004 03
17	3-Ethylpentane	C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	100.205	93.48	15.27	-118.60	2 891	540.57	0.004 15
18	2,2-Dimethylpentane	C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	100.205	79.19	26.32	-123.81	2 773.	520.44	0.004 15
19	2,4-Dimethylpentane	C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	100.205	80.49	24.84	-119.24	2 737	519.73	0.014 17
20	3,3-Dimethylpentane	C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	100.205	86.06	20.93	-134.46	2 945.	536.34	0.004 13
21	Triptane	C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	100.205	80.88	25.40	-24.91	2 954.	531.11	0.003 97
22	<i>n</i> -Octane	C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	114.232	125.67	4 143	-56.76	2 486	568.76	0.004 31
23	Diisobutyl	C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	114.232	109.11	8 417	-91.200	2 486	549.99	0.004 22
24	Isooctane	C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	114.232	99.24	12.96	-107.38	2 588	543.89	0.004 10
25	<i>n</i> -Nonane	C <sub>9</sub> H <sub>20</sub>	128.259	150.82	1.40	-53.49	2 288	594.55	0.004 27
26	<i>n</i> -Decane	C <sub>10</sub> H <sub>22</sub>	142.286	174.16	0.4732	-29.64	2 089.	617.4	0.004 24
27	Cyclopentane	C <sub>5</sub> H <sub>10</sub>	70.135	49.25	73.97	-93.866	4 802	511.6	0.003 71
28	Methylcyclopentane	C <sub>6</sub> H <sub>12</sub>	84.162	71.81	33.85	-142.46	3 785.	532.73	0.003 79
29	Cyclohexane	C <sub>6</sub> H <sub>12</sub>	84.162	80.73	24.63	6.554	4 074.	553.5	0.003 88
30	Methylcyclohexane	C <sub>7</sub> H <sub>14</sub>	98.189	100.93	12.213	-126.59	3 472.	572.12	0.003 75
31	Ethene (Ethylene)	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	28.054	-103.77(29)	—	-169.15 <sup>d</sup>	5 041	282.35	0.004 67
32	Propene (Propylene)	C <sub>3</sub> H <sub>6</sub>	42.081	-47.72	1 596.	-185.25 <sup>d</sup>	4 600.	364.85	0.004 30
33	1-Butene (Butylene)	C <sub>4</sub> H <sub>8</sub>	56.108	-6.23	451.9	-185.35 <sup>d</sup>	4 023.	419.53	0.004 28
34	<i>cis</i> -2-Butene	C <sub>4</sub> H <sub>8</sub>	56.108	3.72	337.6	-138.91	4 220.	435.58	0.004 17
35	<i>trans</i> -2-Butene	C <sub>4</sub> H <sub>8</sub>	56.108	0.88	365.8	-105.55	4 047.	428.63	0.004 24
36	Isobutene	C <sub>4</sub> H <sub>8</sub>	56.108	-6.91	452.3	-140.35	3 999.	417.90	0.004 26
37	1-Pentene	C <sub>5</sub> H <sub>10</sub>	70.135	29.96	141.65	-165.22	3 529.	484.78	0.004 22
38	1,2-Butadiene	C <sub>4</sub> H <sub>6</sub>	54.092	10.85	289.	-136.19	(4 502.)	(444.)	(0.004 06)
39	1,3-Butadiene	C <sub>4</sub> H <sub>6</sub>	54.092	-4.41	434.	-108.91	4 330.	425	0.004 09
40	Isoprene	C <sub>5</sub> H <sub>8</sub>	68.119	34.07	123.77	-145.95	(3 850.)	(484.)	(0.004 06)
41	Acetylene	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	26.038	-84.85 <sup>e</sup>	—	-80.8 <sup>d</sup>	6 139.	308.33	0.004 34
42	Benzene	C <sub>6</sub> H <sub>6</sub>	78.114	80.09	24.38	5.533	4 898.	562.16	0.003 28
43	Toluene	C <sub>7</sub> H <sub>8</sub>	92.141	110.63	7 895	-94.991	4 106	591.80	0.003 43
44	Ethylbenzene	C <sub>8</sub> H <sub>10</sub>	106.168	136.20	2.87	-94.975	3 609.	617.20	0.003 53
45	<i>o</i> -Xylene	C <sub>8</sub> H <sub>10</sub>	106.168	144.43	2.05	-25.18	3 734	630.33	0.003 48
46	<i>m</i> -Xylene	C <sub>8</sub> H <sub>10</sub>	106.168	139.12	2.53	-47.87	3 536.	617.05	0.003 54
47	<i>p</i> -Xylene	C <sub>8</sub> H <sub>10</sub>	106.168	138.36	2.65	13.26	3 511.	616.23	0.003 56
48	Styrene	C <sub>8</sub> H <sub>8</sub>	104.152	145.14	1.85	-30.61	3 999.	647.6	0.003 38
49	Isopropylbenzene	C <sub>9</sub> H <sub>12</sub>	120.195	152.41	1.47	-96.035	3 209.	631.1	0.003 57
50	Methyl alcohol	CH <sub>4</sub> O	32.042	64.54	35.43	-97.68	8 096	512.64	0.003 68
51	Ethyl alcohol	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> O	46.069	78.29	17.70	-114.1	6 383.	513.92	0.003 62
52	Carbon monoxide	CO	28.010	-191.49	—	-205.0 <sup>d</sup>	3 499.(33)	132.92(33)	0.003 32(33)
53	Carbon dioxide	CO <sub>2</sub>	44.010	-78.51 <sup>e</sup>	—	-56.57 <sup>d</sup>	7 382.(33)	304.19(33)	0.002 14(33)
54	Hydrogen sulfide	H <sub>2</sub> S	34.076	-60.31	2 881.	-85.53 <sup>d</sup>	9 005.	373.5	0.002 87
55	Sulfur dioxide	SO <sub>2</sub>	64.059	-10.02	630.8	-75.48 <sup>d</sup>	7 894.	430.8	0.001 90
56	Ammonia	NH <sub>3</sub>	17.031	-33.33(30)	1 513.	-77.74 <sup>d</sup>	11 280.	405.6	0.004 25
57	Air	N <sub>2</sub> + O <sub>2</sub>	28.964	-194.2(2)	—	—	3 771.(2)	132.4(2)	0.003 23(3)
58	Hydrogen	H <sub>2</sub>	2.016	-252.87 <sup>v</sup>	—	-259.2 <sup>d</sup>	1 297.	33.2	0.032 24
59	Oxygen	O <sub>2</sub>	31.999	-182.962 <sup>v</sup>	—	-218.8 <sup>d</sup>	5 081	154.7(33)	0.002 29
60	Nitrogen	N <sub>2</sub>	28.013	-195.80(31)	—	-210.0 <sup>d</sup>	3 399.	126.1	0.003 22
61	Chlorine	Cl <sub>2</sub>	70.906	-34.03	1 134.	-101.0 <sup>d</sup>	7 711	417	0.001 75
62	Water	H <sub>2</sub> O	18.015	100.00 <sup>v</sup>	7.377	0.00	22 118.	647.3	0.003 18
63	Helium	He	4.003	-268.93(32)	—	—	227.5(32)	5.2(32)	0.014 36(32)
64	Hydrogen chloride	HCl	36.461	-85.00	6 304.	-114.18 <sup>d</sup>	8 366.	324.7	0.002 22

SI

PHYSICAL CONSTANTS OF HYDROCARBONS(27)

4. Density of liquid 101.3250 kPa (abs), 15 °C				5. Temperature coefficient of density, at 15 °C ° <sup>-1</sup>	6. Pitzer acentric factor, <i>a</i>	7. Compressibility factor of real gas, <i>Z</i> 101.3250 kPa (abs), 15 °C	8. Ideal gas ° 101.3250 kPa (abs), 15 °C			9. Specific heat capacity 101.3250 kPa (abs), 15 °C		No.
Relative density 15 °C/15 °C <sup>a,b</sup>	kg/m <sup>3</sup> ° <sup>a</sup> (mass in vacuum)	kg/m <sup>3</sup> ° <sup>a,c</sup> (Apparent mass in air)	m <sup>3</sup> /kmol	—	—	—	Relative density, Air = 1	Specific volume m <sup>3</sup> /kg	Volume ratio gas/liquid in vacuum)	C <sub>p</sub> <sup>d</sup> (kJ/(kg °C))		
										Ideal gas	Liquid	
0.31 <sup>f</sup>	(300.) <sup>i</sup>	(300.) <sup>i</sup>	(0.05) <sup>i</sup>	—	0.0126	0.9981	0.5539	1.474	(442.) <sup>j</sup>	2.204	—	1
0.3581 <sup>h</sup>	357.8 <sup>h,x</sup>	356.6 <sup>h</sup>	0.084 04 <sup>h</sup>	—	0.0978	0.9915	1.0382	0.7863	281.3 <sup>h</sup>	1.706	3.807	2
0.5083 <sup>h</sup>	507.8 <sup>h,x</sup>	506.7 <sup>h</sup>	0.086 84 <sup>h</sup>	0.002 74 <sup>h</sup>	0.1541	0.9810	1.5225	0.5362	277.3 <sup>h</sup>	1.625	2.476	3
0.5847 <sup>h</sup>	584.2 <sup>h</sup>	583.1 <sup>h</sup>	0.099 49 <sup>h</sup>	0.002 11 <sup>h</sup>	0.2015	0.9641	2.0068	0.4068	237.6 <sup>h</sup>	1.652	2.366(41)	4
0.5637 <sup>h</sup>	563.2 <sup>h</sup>	562.1 <sup>h</sup>	0.103 2 <sup>h</sup>	0.002 14 <sup>h</sup>	0.1840	0.9665	2.0068	0.4068	226.1 <sup>h</sup>	1.616	2.366(41)	5
0.6316	631.0	629.8	0.114 3	0.001 57	0.2524	0.9427	2.4911	0.3277	206.8	1.622	2.292(41)	6
0.6250	624.4	623.3	0.115 6	0.001 62	0.2266	0.9487	2.4911	0.3277	204.6	1.600	2.239	7
0.5972 <sup>h</sup>	596.7 <sup>h</sup>	595.6 <sup>h</sup>	0.120 9 <sup>h</sup>	0.001 87 <sup>h</sup>	0.1967	0.9538	2.4911	0.3277	195.5 <sup>h</sup>	1.624	2.317	8
0.6644	663.8	662.7	0.129 8	0.001 35	0.2998	0.9107	2.9753	0.2744	182.1	1.613	2.231	9
0.6583	657.7	656.6	0.131 0	0.001 40	0.2784	—	2.9753	0.2744	180.5	1.602	2.205	10
0.6694	668.8	667.7	0.128 9	0.001 35	0.2741	—	2.9753	0.2744	183.5	1.578	2.170	11
0.6545	653.9	652.8	0.131 8	0.001 40	0.2333	—	2.9753	0.2744	179.4	1.593	2.148	12
0.6668	666.2	665.1	0.129 4	0.001 35	0.2475	—	2.9753	0.2744	182.8	1.566	2.146	13
0.6886	688.0	686.9	0.145 6	0.001 24	0.3494	0.8527	3.4596	0.2360	162.4	1.606	2.209	14
0.6835	682.8	681.7	0.146 8	0.001 22	0.3303	—	3.4596	0.2360	161.1	1.595	2.183	15
0.6921	691.5	690.4	0.144 9	0.001 24	0.3239	—	3.4596	0.2360	163.2	1.584	2.137	16
0.7032	702.6	701.5	0.142 6	0.001 26	0.3107	—	3.4596	0.2360	165.8	1.613	2.150	17
0.6787	678.0	676.9	0.147 8	0.001 30	0.2876	—	3.4596	0.2360	160.0	1.613	2.161	18
0.6777	677.1	676.0	0.148 0	0.001 30	0.3031	—	3.4596	0.2360	159.8	1.651	2.193	19
0.6980	697.4	696.3	0.143 7	0.001 17	0.2681	—	3.4596	0.2360	164.6	1.603	2.099	20
0.6950	694.4	693.3	0.144 3	0.001 24	0.2509	—	3.4596	0.2360	163.9	1.578	2.068	21
0.7073	706.7	705.6	0.161 6	0.001 12	0.3981	0.7837	3.9439	0.2070	146.3	1.601	2.191	22
0.6984	697.7	696.6	0.163 7	0.001 17	0.3564	—	3.9439	0.2070	144.4	1.573	2.136	23
0.6966	696.0	694.9	0.164 1	0.001 17	0.3041	—	3.9439	0.2070	144.1	1.598	2.049	24
0.7224	721.7	720.6	0.177 7	0.001 13	0.4452	—	4.4282	0.1843	133.0	1.598	2.184	25
0.7346	733.9	732.8	0.193 9	0.000 99	0.4904	—	4.9125	0.1662	122.0	1.595	2.179	26
0.7508	750.2	749.1	0.093 49	0.001 26	0.1945	0.9497	2.4215	0.3371	252.9	1.133	1.763	27
0.7541	753.4	752.3	0.111 7	0.001 28	0.2308	—	2.9057	0.2809	211.7	1.258	1.843	28
0.7838	783.1	782.0	0.107 5	0.001 22	0.2098	—	2.9057	0.2809	220.0	1.211	1.811	29
0.7744	773.7	772.6	0.126 9	0.001 13	0.2364	—	3.3900	0.2408	186.3	1.324	1.839	30
0.5231 <sup>h</sup>	522.6 <sup>h,x</sup>	521.5 <sup>h</sup>	0.080 69 <sup>h</sup>	0.003 40 <sup>h</sup>	0.0869	0.9938	0.9696	0.8428	—	1.514	—	31
0.6019 <sup>h</sup>	601.4 <sup>h</sup>	600.3 <sup>h</sup>	0.093 30 <sup>h</sup>	0.002 09 <sup>h</sup>	0.1443	0.9844	1.4529	0.5619	293.6 <sup>h</sup>	1.480	2.443	32
0.6277 <sup>h</sup>	627.1 <sup>h</sup>	626.0 <sup>h</sup>	0.089 47 <sup>h</sup>	0.001 76 <sup>h</sup>	0.1949	0.9703	1.9372	0.4214	263.4 <sup>h</sup>	1.483	2.237	33
0.6105 <sup>h</sup>	610.0 <sup>h</sup>	608.9 <sup>h</sup>	0.091 98 <sup>h</sup>	0.001 93 <sup>h</sup>	0.2033	0.9660	1.9372	0.4214	264.3 <sup>h</sup>	1.366	2.241(42)	34
0.6010 <sup>h</sup>	600.5 <sup>h</sup>	599.4 <sup>h</sup>	0.093 44 <sup>h</sup>	0.002 16 <sup>h</sup>	0.2026	0.9688	1.9372	0.4214	267.1 <sup>h</sup>	1.528	2.238	35
0.6462	645.6	644.5	0.108 6	0.001 60	0.2334	0.9487	2.4215	0.3371	217.7	1.547	2.299	36
0.6576 <sup>h</sup>	657.7	656.6	0.082 33 <sup>h</sup>	0.001 76 <sup>h</sup>	(0.2540)	(0.969)	1.8676	0.4371	287.2 <sup>h</sup>	1.419	2.241(43)	37
0.6280 <sup>h</sup>	627.4 <sup>h</sup>	626.3 <sup>h</sup>	0.086 22 <sup>h</sup>	0.002 03 <sup>h</sup>	0.1971	(0.965)	1.8676	0.4371	274.2 <sup>h</sup>	1.426	2.262	38
0.6866	686.0	684.9	0.099 30	0.001 55	(0.1567)	0.9497	2.3519	0.3471	238.1	1.462	2.171	40
0.615 <sup>h</sup>	—	—	—	—	0.1893	0.9925	0.8990	0.9081	—	1.659	—	41
0.8850	884.2	883.1	0.088 34	0.001 19	0.2095	0.9297	2.6969	0.3027	267.6	1.014	1.715	42
0.8723	871.6	870.5	0.105 7	0.001 08	0.2633	0.9037	3.1812	0.2668	223.7	1.085	1.677	43
0.8721	871.3	870.5	0.121 9	0.000 97	0.3031	—	3.6655	0.2227	194.0	1.168	1.721	44
0.8850	884.2	883.1	0.120 1	0.000 99	0.3113	—	3.6655	0.2227	198.9	1.218	1.741	45
0.8691	868.3	867.2	0.122 3	0.000 97	0.3257	—	3.6655	0.2227	193.4	1.163	1.696	46
0.8661	865.3	864.2	0.122 7	0.000 97	0.3214	—	3.6655	0.2227	192.7	1.157	1.708	47
0.9115	910.6	909.5	0.114 4	0.001 03	0.1997	—	3.5956	0.2270	208.7	1.133	1.724	48
0.8667	866.0	864.9	0.139 0	0.000 97	0.3280	—	4.1498	0.1967	170.4	1.218	1.732	49
0.7967	796.0	794.9	0.040 25	0.001 17	0.5648	—	1.1063	0.7379	687.4	1.352	2.484	50
0.7922	791.5	790.4	0.058 20	0.001 07	0.6608	—	1.5906	0.5132	466.2	1.369	2.348	51
0.7893 <sup>m</sup>	788.6 <sup>m</sup> (34)	—	0.035 52 <sup>m</sup>	—	0.0442	0.9995	0.9671	0.8441	—	1.040	—	52
0.8226 <sup>h</sup>	821.9 <sup>h</sup> (35)	820.8 <sup>h</sup>	0.053 55 <sup>h</sup>	—	0.2667	0.9943	1.5195	0.5373	441.6 <sup>h</sup>	0.8330	—	53
0.7897 <sup>h</sup>	789.0 <sup>h,x</sup> (36)	787.9 <sup>h</sup>	0.043 19 <sup>h</sup>	—	0.0920	0.9903	1.1765	0.6939	647.5 <sup>h</sup>	0.9960	2.08(36)	54
1.397 <sup>h</sup>	1396.7 <sup>h,x</sup> (36)	1395.7 <sup>h</sup>	0.045 89 <sup>h</sup>	—	0.2548	0.9801	2.2117	0.3891	615.3 <sup>h</sup>	0.8062	1.359(36)	55
0.6183 <sup>h</sup>	617.7 <sup>h,x</sup> (30)	616.6 <sup>h</sup>	0.027 57 <sup>h</sup>	—	0.2576	0.9999(30)	0.5990	1.388	857.4	2.079	4.693(30)	56
0.856 <sup>m</sup> (36)	855.7 <sup>m</sup>	—	0.033 9 <sup>m</sup>	—	—	0.9996	1.0000	0.9109	—	1.005	—	57
0.07106 <sup>m</sup>	71.00 <sup>m</sup> (37)	—	0.028 39 <sup>m</sup>	—	-0.219 <sup>w</sup>	1.0006	0.0998	11.73	—	14.24	—	58
1.1420 <sup>m</sup> (25)	1141.7 <sup>m</sup> (38)	—	0.028 04 <sup>m</sup>	—	0.0200	0.9993(39)	1.1049	0.7399	—	0.9168	—	59
0.8093 <sup>m</sup> (26)	808.6 <sup>m</sup> (31)	—	0.034 64 <sup>m</sup>	—	0.0372	0.9997	0.8672	0.8441	—	1.040	—	60
1.426	1424.5	1423.5	0.049 78	—	0.0737	(0.9875) <sup>t</sup> (36)	2.4481	0.3955	476.0	0.4760	—	61
1.000	999.1	998.0	0.018 03	0.000 14	0.3434	—	0.8229	1.312	1311.	1.862	4.191	62
0.1251 <sup>m</sup>	125.0 <sup>m</sup> (32)	—	0.032 02 <sup>m</sup>	—	0	1.000 5(40)	0.1362	6.907	—	5.192	—	63
0.8538	853.0 <sup>t</sup>	851.9	0.042 74	0.006 03	0.1232	—	1.2698	0.6465	563.2	0.7991	—	64

FIG. 16-2

PHYSICAL CONSTANTS OF PARAFFIN HYDROCARBONS AND OTHER COMPONENTS OF NATURAL GAS

GPA Publication 2145 SI-80<sup>(27)</sup> International System (SI) Units

ABRIDGED — APPROVAL PENDING

Component	Notes	Methane	Ethane	Propane	Iso-Butane	n-Butane	Iso-Pentane	n-Pentane	n-Hexane	n-Heptane	n-Octane	n-Nonane	n-Decane
<b>Molecular Weight</b>	*	16.043	30.070	44.097	58.124	58.124	72.151	72.151	86.178	100.205	114.232	128.259	142.206
<b>Boiling Point @ 101.3250 kPa (abs), K</b>		111.63(28)	184.57	231.08	261.34	272.68	300.99	309.21	341.89	371.57	398.82	423.97	447.31
<b>Freezing Point @ 101.3250 kPa (abs), K</b>		90.68 <sup>d</sup>	90.35 <sup>d</sup>	85.47 <sup>d</sup>	113.55	134.79	113.25	143.42	177.83	182.57	216.39	219.66	243.51
<b>Vapor Pressure @ 313.15 K, kPa (abs)</b>		(35 000.)	(6000.)	1341.	528.	377	151.3	115.66	37.28	12.34	4.143	1.40	0.4732
<b>Density of Liquid @ 288.15 K &amp; 101.3250 kPa (abs)</b>													
Relative density (water = 1)	a,b	(0.3) <sup>f</sup>	0.3581 <sup>h</sup>	0.5083 <sup>h</sup>	0.5637 <sup>h</sup>	0.5847 <sup>h</sup>	0.6250	0.6316	0.6644	0.6886	0.7073	0.7224	0.7346
Absolute density, kg/m <sup>3</sup> (in vacuum)	*	(300) <sup>f</sup>	357.8 <sup>h,x</sup>	507.8 <sup>h,x</sup>	563.2 <sup>h</sup>	584.2 <sup>h</sup>	624.4	631.0	663.8	688.0	706.7	721.7	733.9
Apparent density, kg/m <sup>3</sup> (in air)	*,c	(300) <sup>f</sup>	356.6 <sup>h</sup>	506.7 <sup>h</sup>	562.1 <sup>h</sup>	583.1 <sup>h</sup>	623.3	629.9	662.7	686.9	705.6	720.6	732.8
<b>Density of Gas @ 288.15 K &amp; 101.3250 kPa (abs)</b>													
Relative density (air = 1), ideal gas	*	0.5539	1.0382	1.5225	2.0068	2.0068	2.4911	2.4911	2.9753	3.4596	3.9439	4.4282	4.9125
Kilogram per cubic metre, kg/m <sup>3</sup> , ideal gas	*	0.6784	1.2718	1.8650	2.4582	2.4582	3.0516	3.0516	3.6443	4.2373	4.8309	5.4259	6.0168
<b>Volume @ 288.15 K &amp; 101.3250 kPa (abs)</b>													
Liquid, cm <sup>3</sup> /mol	*	(50.) <sup>f</sup>	84.04 <sup>h</sup>	86.84 <sup>h</sup>	103.2 <sup>h</sup>	99.49 <sup>h</sup>	115.6	114.3	129.8	145.6	161.6	177.7	193.9
Ratio, gas/(liquid in vacuum)	*	(442.) <sup>f</sup>	281.3 <sup>h</sup>	272.3 <sup>h</sup>	229.1 <sup>h</sup>	237.6 <sup>h</sup>	204.6	206.8	182.1	162.4	146.3	133.0	122.0
<b>Critical Conditions</b>													
Temperature, K		190.55	305.43	369.82	408.13	425.16	460.39	469.6	507.4	540.2	568.76	594.56	617.4
Pressure, kPa (abs)		4604	4880	4249.	3648.	3797.	3381.	3369	3012	2736.	2486	2288.	2099.
<b>Gross Calorific Value, Combustion @ 288.15 K &amp; Constant Pressure</b>													
Megajoule per kilogram, MJ/kg, liquid	*		51.586 <sup>h</sup>	50.008 <sup>h</sup>	49.044 <sup>h</sup>	49.158 <sup>h</sup>	48.579	48.667	48.344	48.104	47.919	47.783	47.670
Megajoule per kilogram, MJ/kg, ideal gas	*	55.563	51.920	50.387	49.396	49.540	48.931	49.041	48.722	48.482	48.290	48.137	48.043
Megajoule per cubic metre, MJ/m <sup>3</sup> , ideal gas	*,d,t	37.694	66.032	93.972	121.426	121.779	149.319	149.654	177.556	205.431	233.286	261.189	289.066
Megajoule per cubic metre, MJ/m <sup>3</sup> , liquid	*,t	—	18.458 <sup>h</sup>	25.394 <sup>h</sup>	27.621 <sup>h</sup>	28.718 <sup>h</sup>	30.333	30.709.	32.091.	33.095.	33.865.	34.485.	34.985.
<b>Volume air to burn one volume gas, ideal gas</b>		9.54	16.70	23.86	31.02	31.02	38.18	38.18	45.34	52.50	59.65	66.81	73.97
<b>Flammability Limits @ 310.93 K &amp; 101.3250 kPa (abs)</b>													
Lower, volume % in air		5.0	2.9	2.1	1.8	1.8	1.4	1.4	1.2	1.0	0.96	0.87 <sup>a</sup>	0.78 <sup>a</sup>
Upper, volume % in air		15.0	13.0	9.5	8.4	8.4	(8.3)	8.3	7.7	7.0	—	2.9	2.6
<b>Heat of Vaporization @ 101.3250 kPa (abs)</b>													
kJ/kg @ boiling point		509.86	489.36	425.73	366.40	385.26	342.20	357.22	334.81	316.33	301.26	288.82	276.06
<b>Specific Heat @ 288.15 K &amp; 101.3250 kPa (abs)</b>													
C <sub>p</sub> gas, kJ/(kg · K), ideal gas		2.204	1.706	1.625	1.616	1.652	1.600	1.622	1.613	1.606	1.601	1.598	1.595
C <sub>p</sub> gas, kJ/(kg · K), ideal gas		1.686	1.429	1.436	1.473	1.509	1.485	1.507	1.517	1.523	1.528	1.533	1.537
N = C <sub>p</sub> /C <sub>v</sub> , ideal gas		1.307	1.194	1.132	1.097	1.095	1.077	1.076	1.063	1.054	1.048	1.042	1.038
C <sub>p</sub> liquid, kJ/(kg · K)		—	3.807	2.476	2.366(41)	2.366(41)	2.239	2.292(41)	2.231	2.209	2.191	2.184	2.179

## REFERENCES

- (2) International Critical Tables.
- (3) Hodgson, "Handbook of Chemistry and Physics", 31st edition, 1949.
- (5) Jones, *Chem. Rev.*, 1938, 22, 1.
- (23) Din, F., Ed. "Thermodynamic Functions of Gases"; Butterworths: London, 1956.
- (25) Roder, H. M.; Weber, L. A. *NASA Spec. Publ.* SP 3071, 1972.
- (26) Jacobsen, R. T.; Stewart, R. B.; McCarty, R. D.; Hanley, H. J. M. *Nat. Bur. Stand., U.S. Tech. Note No.* 648, 1973.
- (27) Values for hydrocarbons, compound numbers 1-49, were selected or calculated from data in the tables of the Thermodynamics Research Center Hydrocarbon Project (formerly API Research Project 44); and the values for the remaining compounds, numbers 50-64, were selected or calculated from data in the tables of the Thermodynamics Research Center Data Project unless indicated otherwise.
- (28) Angus, S.; Armstrong, B.; de Reuck, K. M., Eds. "Methane. International Thermodynamic Tables of the Fluid State-5"; Pergamon Press: Oxford, 1978.
- (29) Angus, S.; Armstrong, B.; de Reuck, K. M., Eds. "International Thermodynamic Tables of the Fluid State-Ethylene, 1972"; Butterworths: London, 1974.
- (30) Haar, L.; Gallagher, J. S. *J. Phys. Chem. Ref. Data* 1978, 7, 635.
- (31) Angus, S.; de Reuck, K. M.; Armstrong, B., Eds. "Nitrogen. International Thermodynamic Tables of the Fluid State-6"; Pergamon Press: Oxford, 1979.
- (32) Angus, S.; de Reuck, K. M.; Eds. "Helium. International Thermodynamic Tables of the Fluid State-4"; Pergamon Press: Oxford, 1977.
- (33) Kudchadker, A. P.; Alani, G. H.; Zwolinski, B. J. *Chem. Rev.* 1968, 68, 659.
- (34) Hust, J. G.; Stewart, R. B. "Thermodynamic Property Values for Gaseous and Liquid Carbon Monoxide from 70 to 300 K with Pressures to 300 Atmospheres." *Nat. Bur. Stand., U.S. Tech. Note No.* 202, November 30, 1963.
- (35) Angus, S.; Armstrong, B.; de Reuck, K. M., Eds. "Carbon Dioxide. International Thermodynamic Tables of the Fluid State-3"; Pergamon Press: Oxford, 1976.
- (36) "The Matheson Unabridged Gas Data Book"; Matheson Gas Products, New York, 1974.
- (37) Dean, J. W. "A Tabulation of the Thermodynamic Properties of Normal Hydrogen from Low Temperatures to 300 K and from 1 to 100 Atmospheres". *Nat. Bur. Stand., U.S. Tech. Note No.* 120, November 1961.
- (38) McCarty, R. D.; Weber, L. A. "Thermophysical Properties of Oxygen from the Freezing Line to 600°R for Pressures to 8000 Pa". *Nat. Bur. Stand., U.S. Tech. Note No.* 384, July 1971.
- (39) Weber, L. A. *Nat. Bur. Stand., U.S. Rept. No.* 9710, 1968.
- (40) Tsederberg, N. V.; Popov, V. N.; Morozova, N. A. "Thermodynamic and Thermophysical Properties of Helium"; Atomizdat: Moscow, 1969; Israel Program for Scientific Translation, 1971.
- (41) Touloukian, Y. S.; Makita, T. "Thermophysical Properties of Matter, Vol. 6, Specific Heat, Non-metallic Liquids and Gases"; IFI/Plenum: New York, 1970.
- (42) Schlinger, W. G.; Sage, B. H. *Ind. Eng. Chem.* 1952, 44, 2454.
- (43) Todd, S. S.; Oliver, G. D.; Huffman, P. M. *J. Am. Chem. Soc.* 1947, 69, 1519.

## NOTES

- a Air saturated liquid
  - b Absolute values from weights in vacuum.
  - c The apparent values from weight in air are shown for users' convenience and compliance with ASTM-IP Petroleum Measurement Tables. In the United States and Great Britain, all commercial weights are required by law to be weights in air. All other mass data are on an absolute mass (weight in vacuum) basis.
  - d At saturation pressure (triple point).
  - e Sublimation point.
  - f The + sign and number following signify the ASTM octane number corresponding to that of 2,2,4-trimethylpentane with the indicated number of cm<sup>3</sup> of TEL added per gal.
  - g Determined at 100°C.
  - h Saturation pressure and 15°C.
  - i Apparent value at 15°C.
  - j Average value from octane numbers of more than one sample.
  - k Relative density (specific gravity), 48.3°C/15°C (sublimation point; solid C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>/liquid H<sub>2</sub>O).
  - m Densities of liquid at the boiling point.
  - n Heat of sublimation.
  - p See Note 10.
  - q Extrapolated to room temperature from higher temperature.
  - r Gross calorific values shown for ideal gas volumes are not direct conversions of each other using only the gas volume per liquid volume value shown herein. The values differ by the heat of vaporization to ideal gas at 288.15 K.
  - v Fixed points on the 1968 International Practical Temperature Scale (IPTS-68).
  - w Value for normal hydrogen (25% para, 75% ortho). The value for equilibrium mixture of para and ortho is -0.218; however in most correlations, 0 is used.
  - x Densities at the boiling point in kg/m<sup>3</sup> for: Ethane, 546.4; propane, 581.0; propene, 508.8; hydrogen sulfide, 960.; sulfur dioxide, 1462.; ammonia, 681.6; hydrogen chloride, 1192.
  - Calculated values.
  - ( ) Estimated values.
  - † Values are estimated using 2nd virial coefficients.
1. Molecular mass (M) is based on the following atomic weights: C = 12.011; H = 1.008; O = 15.9995; N = 14.0067; S = 32.06; Cl = 35.453
  2. Boiling point—the temperature at equilibrium between the liquid and vapor phases at 101.3250 kPa (abs).
  3. Freezing point—the temperature at equilibrium between the crystalline phase and the air saturated liquid at 101.3250 kPa (abs)
  4. All values for the density and molar volume of liquids refer to the air saturated liquid at 101.3250 kPa(abs), except when the boiling

point is less than 15°C. In such cases, the density and molar volume are given for the liquid in equilibrium with its vapor at 15°C.

The relative density 15°C is defined as  $\frac{\rho(\text{liquid}, 15^\circ\text{C})}{\rho(\text{water}, 15^\circ\text{C})}$

The density of water at 15°C is taken as 999.10 kg/m<sup>3</sup>.

The apparent density in air,  $\rho(\text{mass in air})$ , is related to the density in vacuum,  $\rho(\text{mass in vacuum})$  by  $\rho(\text{mass in air}) = [\rho(\text{mass in vacuum}) - \rho(\text{air})] \frac{\rho(\text{brass})}{\rho(\text{brass}) - \rho(\text{air})}$

"Mass in air" is the ratio of gravitational force on the object to the force of a standard brass weight, with both objects immersed in air.

The density of air at 15°C and 101.3250 kPa(abs) is taken as 1.22 kg/m<sup>3</sup>, and the density of brass as 8700 kg/m<sup>3</sup>

The molar volume is related to density by  $V(\text{m}^3/\text{kmol}) = \frac{M}{\rho(\text{kg}/\text{m}^3)}$

6. The temperature coefficient of density is related to the expansion coefficient by  $\frac{1}{\rho} \left( \frac{\partial \rho}{\partial T} \right)_P = - \frac{1}{V} \left( \frac{\partial V}{\partial T} \right)_P$  in units of -1/°C

6 Pitzer acentric factor  $\omega = -\log_{10} \left( \frac{P}{P_c} \right) - 1$  at  $T_r = \frac{T}{T_c} = 0.7$

P is calculated at T from same vapor pressure equation used to calculate vapor pressure at 40°C in Fig. 16-1.

7. The compressibility factor of the real gas, Z, is  $Z = \frac{PV}{RT}$

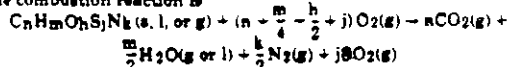
8. The density of an ideal gas relative to air is  $M(\text{gas})/M(\text{air})$ . The molecular mass of air is taken as 28.964.

The specific volume of an ideal gas is  $V = \frac{RT}{MP}$

The volume ratio is  $V(\text{ideal gas})/V(\text{liquid in vacuum})$

9. The specific heat capacity of the ideal gas was calculated from the constant pressure molar heat capacity reported in the references cited. These were calculated from the molecular partition functions. This quantity is independent of pressure. The specific heat capacities of liquids are derived from experimental measurements. For liquids boiling below 15°C, the values given are  $C_p/M$ , where  $C_p$  is the molar heat capacity of the liquid under saturated vapor pressure conditions.

10. The heating value is the negative of the enthalpy of combustion ( $-\Delta H_c^\circ$ ) of a gas or liquid in its standard state at 15°C to give combustion products in their standard states, all at 101.3250 kPa (abs). For a compound where the formula is C<sub>n</sub>H<sub>m</sub>O<sub>h</sub>S<sub>j</sub>N<sub>k</sub>, the combustion reaction is



For the gross heating value, the water produced by the combustion is in the liquid form, and for the net heating value, the water is in the gas state.

The enthalpies of combustion at 15°C were calculated from those at 25°C, as reported in the references cited, by  $\Delta H_c^\circ(15^\circ\text{C}) = \Delta H_c^\circ(25^\circ\text{C}) - 10\Delta C_p^\circ$ , where

$$\Delta C_p^\circ = nC_p^\circ(\text{CO}_2, \text{g}) + \frac{m}{2} C_p^\circ(\text{H}_2\text{O}, \text{g or l}) + \frac{k}{2} C_p^\circ(\text{N}_2, \text{g}) + jC_p^\circ(\text{SO}_2, \text{g}) - C_p^\circ(\text{C}_n\text{H}_m\text{O}_h\text{S}_j\text{N}_k, \text{ s, l, or g}) - \left(n + \frac{m}{4} - \frac{h}{2} + j\right) C_p^\circ(\text{O}_2, \text{g}) \text{ at } 25^\circ\text{C}$$

$\Delta H_c^\circ(\text{MJ}/\text{m}^3) = \Delta H_c^\circ(\text{MJ}/\text{kg})/\rho(\text{kg}/\text{m}^3, \text{vacuum})$ .

The above equations apply to the combustion of an (initially) "bone-dry" gas. The heat of combustion of 1 m<sup>3</sup> of an ideal gas, saturated with water vapor, is

$$\Delta H_c^\circ(\text{g, sat})(\text{MJ}/\text{m}^3) = 0.96322 \Delta H_c^\circ(\text{g})(\text{MJ}/\text{m}^3)$$

The vapor pressure of water at 15°C is 1.70 kPa (abs). The gross heat of combustion of 1 m<sup>3</sup> of gas saturated with water vapor for which all of the water is condensed to liquid in the final products, is

$$\Delta H_c^\circ(\text{g, sat})(\text{MJ}/\text{m}^3) = 0.96322 \Delta H_c^\circ(\text{g})(\text{MJ}/\text{m}^3) - 0.6515$$

The heat of vaporization of water to an ideal gas at 15°C is 44.43 kJ/mol.

11. The heat of vaporization is the enthalpy of the saturated vapor at the boiling point at 101.3250 kPa (abs) minus the enthalpy of the liquid at the same condition.

12. The refractive index reported refers to the liquid or gas and is measured for light of wavelength corresponding to the sodium D-line (589.26 nm)

13. Air required for combustion of ideal gas for compounds of formula C<sub>n</sub>H<sub>m</sub>O<sub>h</sub>S<sub>j</sub>N<sub>k</sub>  $\frac{V(\text{air})}{V(\text{gas})} = \frac{n + 1/4m - 1/2h + j}{0.2095}$

## COMMENTS

Units—all dimensional values are reported in SI units, which are derived from the following basic units:

- mass—kilogram, kg
- length—meter, m
- temperature—International Practical Temperature Scale of 1968 (IPTS-68), where 0°C = 273.15 K

Other derived units are:  
volume—cubic meter, m<sup>3</sup>  
pressure—Pascal, Pa (1 Pa = N/m<sup>2</sup>)

Physical constants for molar volume = 22.41383 ± 0.00031  
gas constant, R = 8.31441 J/(K·mol)

$$8.31441 \times 10^{-3} \text{ m}^3 \cdot \text{kPa}/(\text{K} \cdot \text{mol}) \\ = 1.98719 \text{ cal}/(\text{K} \cdot \text{mol}) \\ = 1.98986 \text{ Btu}/(\text{R} \cdot \text{lb-mol})$$

Conversion factors

$$1 \text{ m}^3 = 35.31467 \text{ ft}^3 = 284.1790 \text{ gal} \\ 1 \text{ kg} = 2.204623 \text{ lb} \\ 1 \text{ kg}/\text{m}^3 = 0.001429 \text{ lb}/\text{ft}^3 = 0.001 \text{ g}/\text{cm}^3 \\ 1 \text{ kPa} = 0.01 \text{ bar} = 9.869233 \times 10^{-3} \text{ atm} = 0.1450377 \text{ lb}/\text{in}^2 \\ 1 \text{ atm} = 101.3250 \text{ kPa} = 14.69595 \text{ lb}/\text{in}^2 = 760 \text{ Torr} \\ 1 \text{ kJ} = 0.2390057 \text{ kcal}(\text{thermochemical}) = 0.2388459 \text{ kcal(IT)} \\ = 0.9478171 \text{ Btu(IT)}$$

see Rossini, F. D. "Fundamental Measures and Constants for Science and Technology"; CRC Press: Cleveland, Ohio, 1974

reduced temperature for natural gases. It was prepared from data on binary mixtures of methane with propane, ethane and butane, and natural gases, covering a wide range in composition of hydrocarbon mixtures containing methane. No mixtures having molecular mass in excess of 40 were included in preparing this plot although mixtures of cyclohexane and benzene as well as the paraffin series and up to three or four per cent of nitrogen were included.

This plot is entirely satisfactory for all engineering computations involving natural gases with minor amounts of nonhydrocarbon constituents up to pressures of about 70000 kPa with an accuracy approaching 1%.

All the conveniences of the compressibility factor in the case of single component gases, can be extended to gaseous mixtures by use of the pseudo-critical temperature and pseudo-critical pressure of the gaseous mixture in place of the critical temperature and critical pressure for the single component gas. The molecular average critical temperature of the mixture is the pseudo-critical temperature, and the molecular average critical pressure of the mixture is the pseudo-critical pressure, which are used in the same manner as the critical temperature and critical pressure of a pure gas to determine the values of Z from Fig. 16-3.

Computation of pseudo critical temperature and pressure of a natural gas

1	2	3	4	5	6
Component	Mole fraction	Individual absolute critical temperature $T_c$ , K	2 x 3		2 x 5 Pseudo-critical pressure $P_c$ , kPa(abs)
			Pseudo-critical temperature $T_c$ , K	Individual absolute critical pressure $P_c$ , kPa(abs)	
CH <sub>4</sub>	0.8319	190.6	158.6	4604	3830
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0.0848	305.4	25.9	4880	414
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0.0437	369.8	16.2	4249	186
i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.0076	408.1	3.1	3648	28
n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.0168	425.2	7.1	3797	64
i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.0057	460.4	2.6	3381	19
n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.0032	469.6	1.5	3369	11
C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0.0063	507.4	3.2	3012	19
			218.2		4571

Attempts to prepare a generalized plot suitable for application to the low molecular mass hydrocarbons, including methane, ethane, propane, indicated that an error frequently in excess of 2 to 3% was unavoidable, due to the departure from the theorem of corresponding states. At low pressures the different compounds appear to conform more closely, and the plot, Fig. 16-4, for vapors at low reduced pressures may be used with satisfactory results on practically all of the hydrocarbon gases. Fig. 16-5 is for pressures near atmospheric and is based on atmospheric density data of pure components and mixtures. The compressibility factors from Fig. 16-5 appear to be reliable within about 0.001 in most cases.

Figs. 16-3, 16-4, and 16-5 were independently developed,

each based on different data sets. Compressibility factors from these charts at the same reduced conditions may differ slightly.

Fig. 16-6 graphs convenient approximations for determining the pseudo-critical pressure and pseudo-critical temperature of gases when only the gravity of the gas is available. The relative density of the gas shown in the earlier calculation of pseudo critical properties is 0.706. From Fig. 16-6, the pseudo critical temperature is 218 K compared with 218.2 K calculated; the pseudo critical pressure is 4600 kPa compared with 4571 kPa (abs) calculated.

These relationships should not be used when the natural gas contains more than 5% of nitrogen, and it should be distinctly understood that they do not apply to all types of gases. These compressibility charts cover regular hydrocarbon gases at conditions comfortably removed from liquid formations. For irregular hydrocarbons or mixtures containing significant water and/or acid gases, and for all mixtures as liquids or as saturated fluids, use Pitzer's correlations for computing Z factors.

No single correlation is satisfactory for obtaining compressibility of both natural gas and high-molecular-mass hydrocarbon vapors which occur in gas processing plants, so two methods are necessary. Further, for natural gases containing more than 50% methane and with other restrictions set out below, alternate methods can be used.

Fig. 16-7 can be used directly by choosing the closest molecular mass chart and locating temperature and pressure. Average error of about two percent can be expected unless non-hydrocarbons such as nitrogen, carbon dioxide, and hydrogen sulfide are present in substantial quantity. Concentrations up to 5% will not seriously affect accuracy. The area of largest error occurs when molecular mass is above 20 and compressibility is below 0.6; errors as large as 10% may occur in this area. Compressibilities of residue gas from rich oil deethanizers and demethanizers are predicted accurately.

Fig. 16-8 can be used to obtain compressibilities of higher molecular mass vapors such as those encountered in fractionators. Molecular mass of the vapor is used to obtain the critical pressure,  $P_c$ .

Compressibility of the dew point vapor can then be read as a function of the reduced pressure. For example, for pure propane with a molecular mass of 44,  $P_c = 4249$  kPa(abs). At 1900 kPa(abs),

$$P_r = 1900/4249 = 0.447$$

From Fig. 16-8,  $Z = 0.700$

Where methane is present in the vapor, it is necessary to correct the indicated Z by the equation given on Fig. 16-8. For example, for a product demethanizer reboiler vapor with molecular mass of 32.33 at 2800 kPa (abs), indicated Z is 0.638; methane content of the vapor is 10% or 0.10 mole fraction.

$$Z_{corrected} = (1 - 0.10)(0.638) + 0.1 = 0.674$$

#### PURE HYDROCARBONS

Mollier charts in Section 17 can be used to obtain gas densities & compressibilities of pure hydrocarbon



FIG. 16-3  
Compressibility factors for natural gas

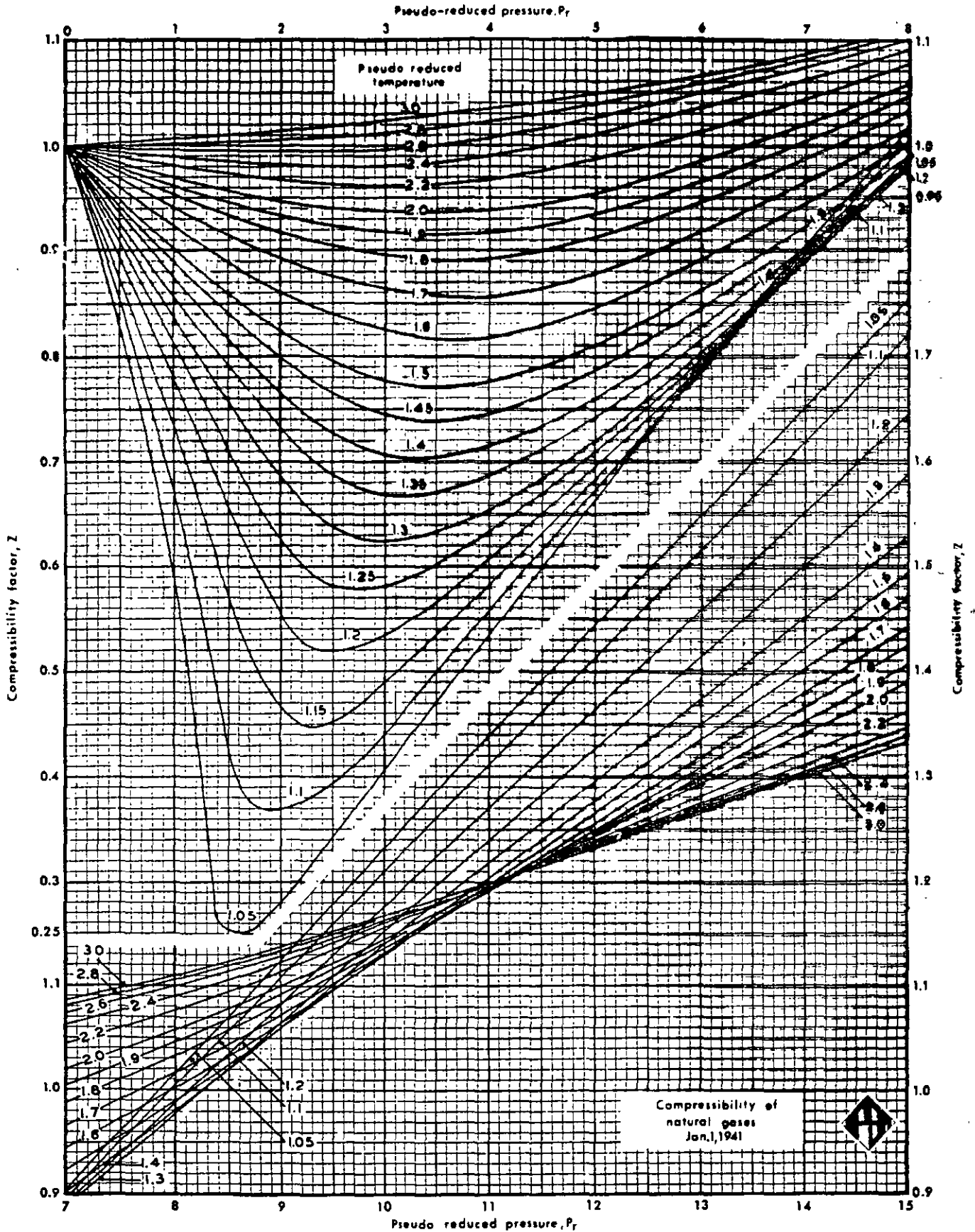


FIG.16-4

Compressibility factors at low reduced pressures

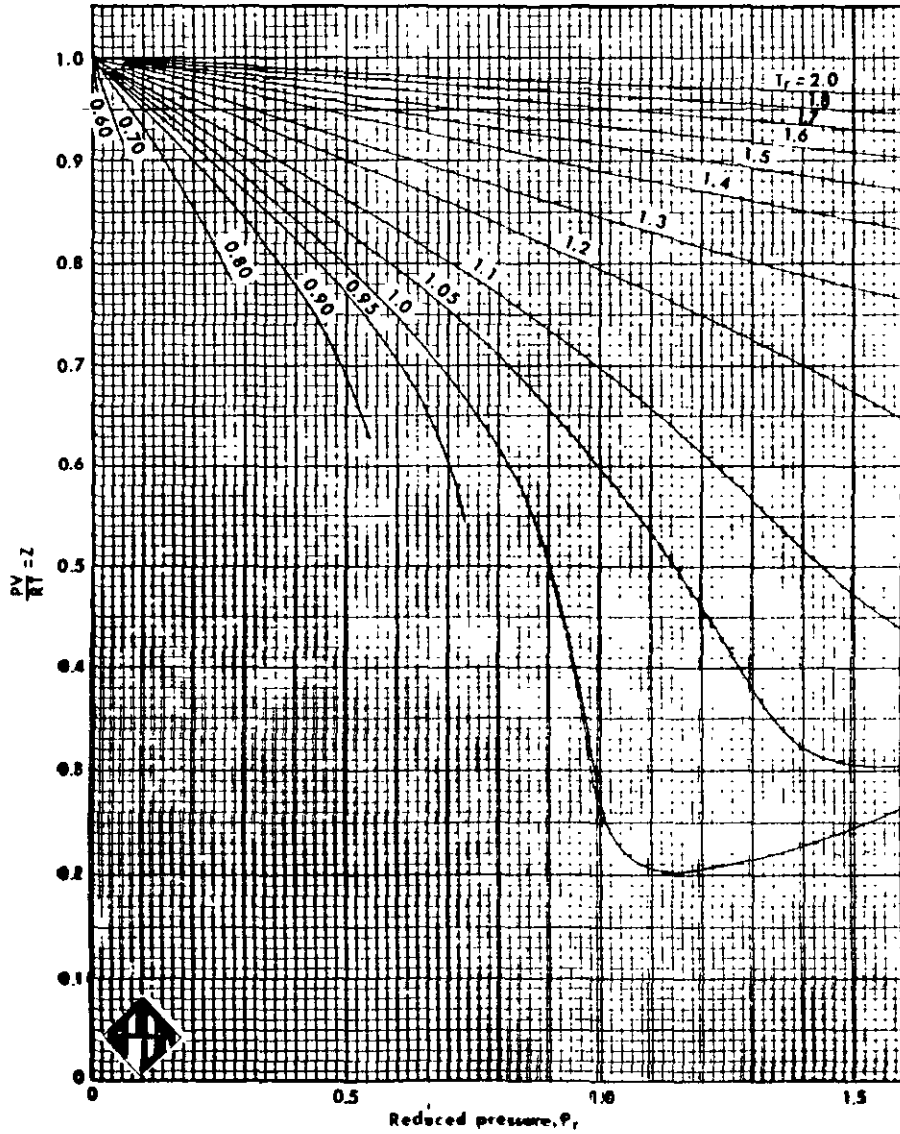
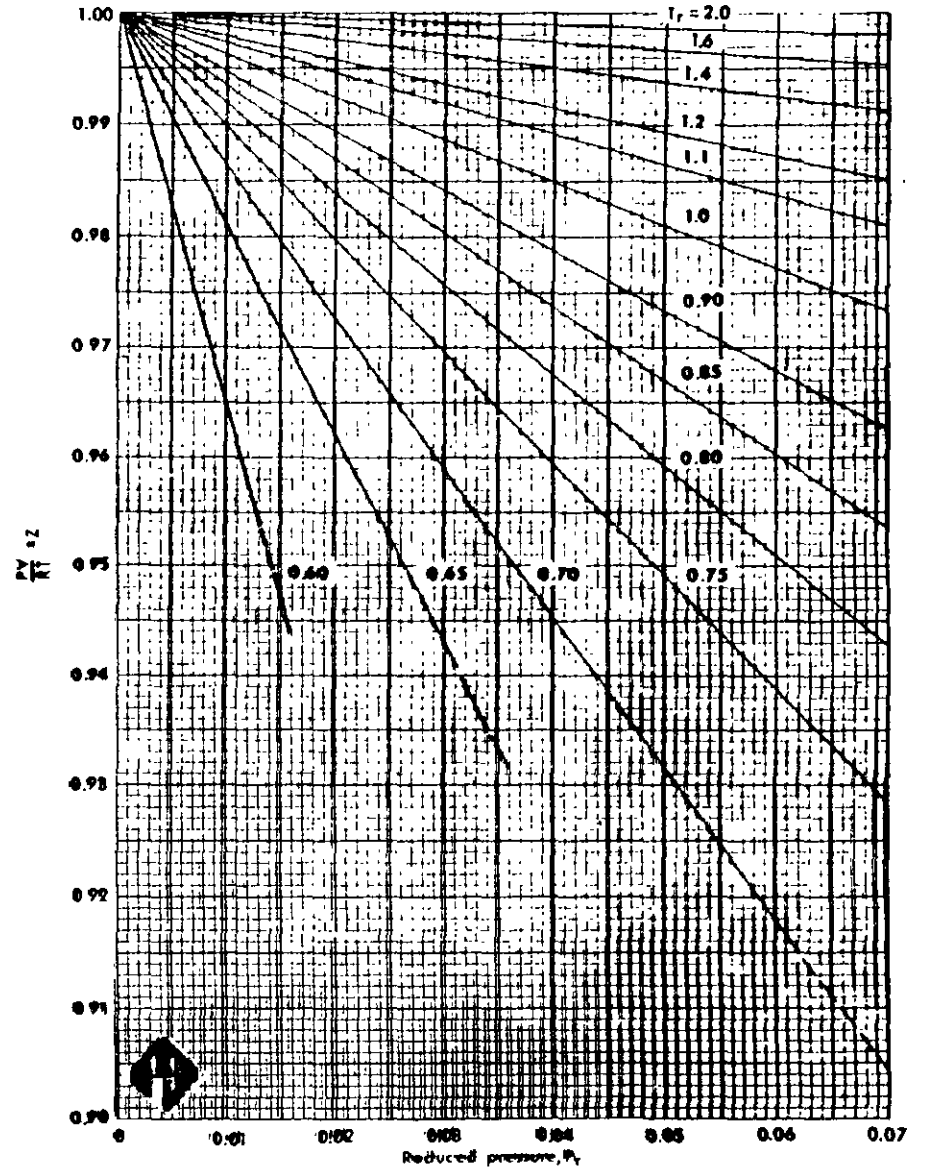


FIG.16-5

Compressibility factors for gases near atmospheric pressure



vapors. For example for propane at 2000 kPa (abs) and 60°C, turn to the Mollier chart for propane, Fig. 17-25, locate the 2000 kPa and 60°C point, and interpolate on the constant specific volume lines to obtain 0.022 m<sup>3</sup>/kg. Dividing this into 1 gives 45.45 kg/m<sup>3</sup> as the density,  $\rho_v$ . If the compressibility is required,

$$Z = \frac{M P}{8.3145 T \rho_v}$$

Symbols have been defined previously. Then

$$Z = \frac{(44.097) (2000)}{(8.3145) (273.15 + 60) (45.45)} = 0.70$$

### ACID GASES

Natural gases which contain H<sub>2</sub>S and/or CO<sub>2</sub> frequently exhibit different compressibility factor behavior than do sweet gases. Wichert and Aziz (Gas Processing/Canada, pp 20-25, January/February 1971; Hydrocarbon Processing, pp 119-122, May 1972) present a simple easy to use calculational procedure to account for these differences. The method uses the standard gas compressibility factor chart (Figure 16-3) and provides accurate sour gas compressibili-

ties for gas compositions that contain as much as 80% total acid gas.

Wichert and Aziz define a "Critical temperature adjustment factor" which is a function of the concentrations of CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>S in the sour gas. This correction factor is then used to adjust the pseudo critical temperature and pressure of the sour gases according to the equations:

$$T_c^I = T_c - \epsilon$$

$$P_c^I = \frac{P_c T_c^I}{[T_c + B(1-B)\epsilon]}$$

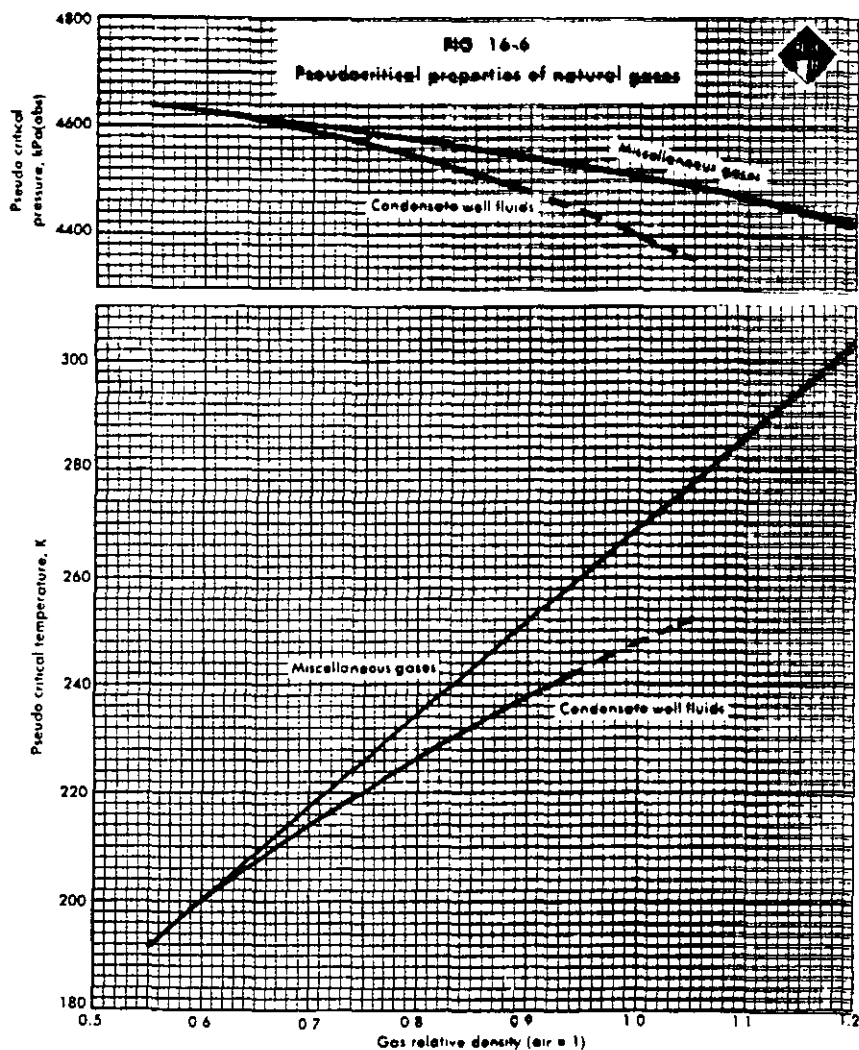
Where:

$T_c$  = Mole fraction average pseudo critical temperature, K

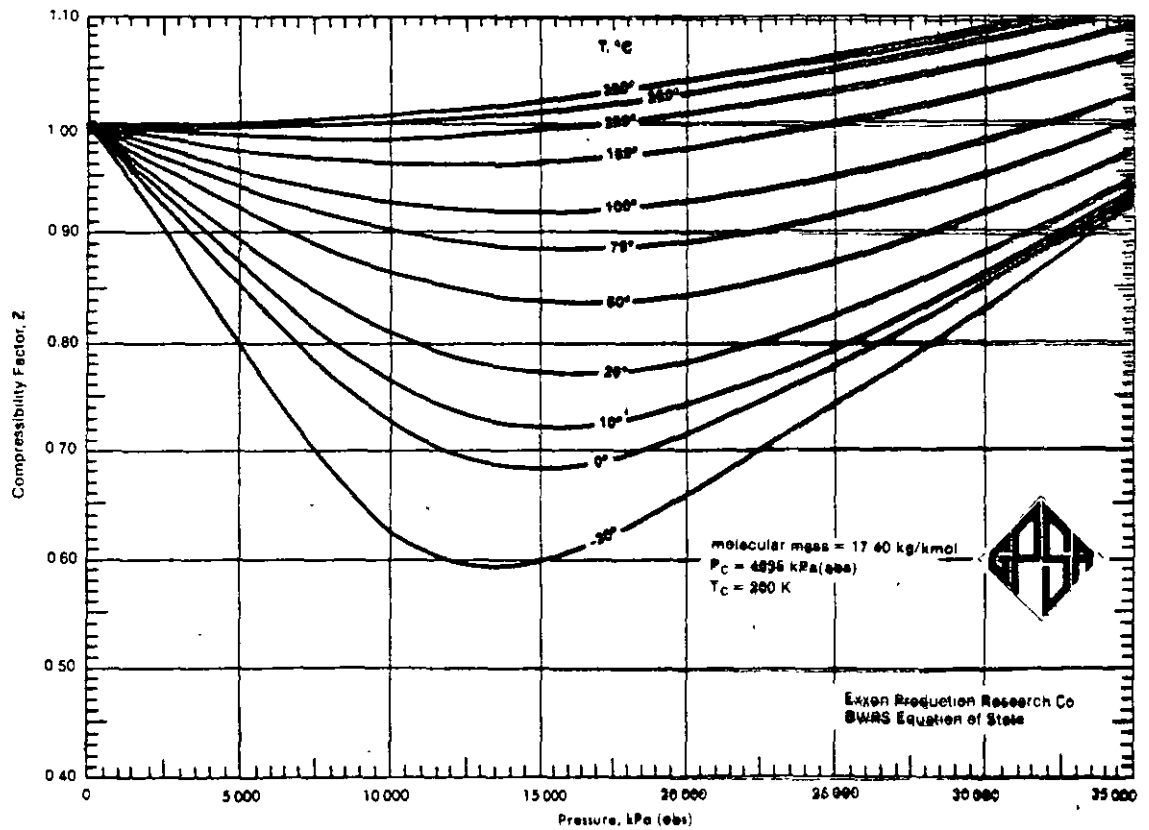
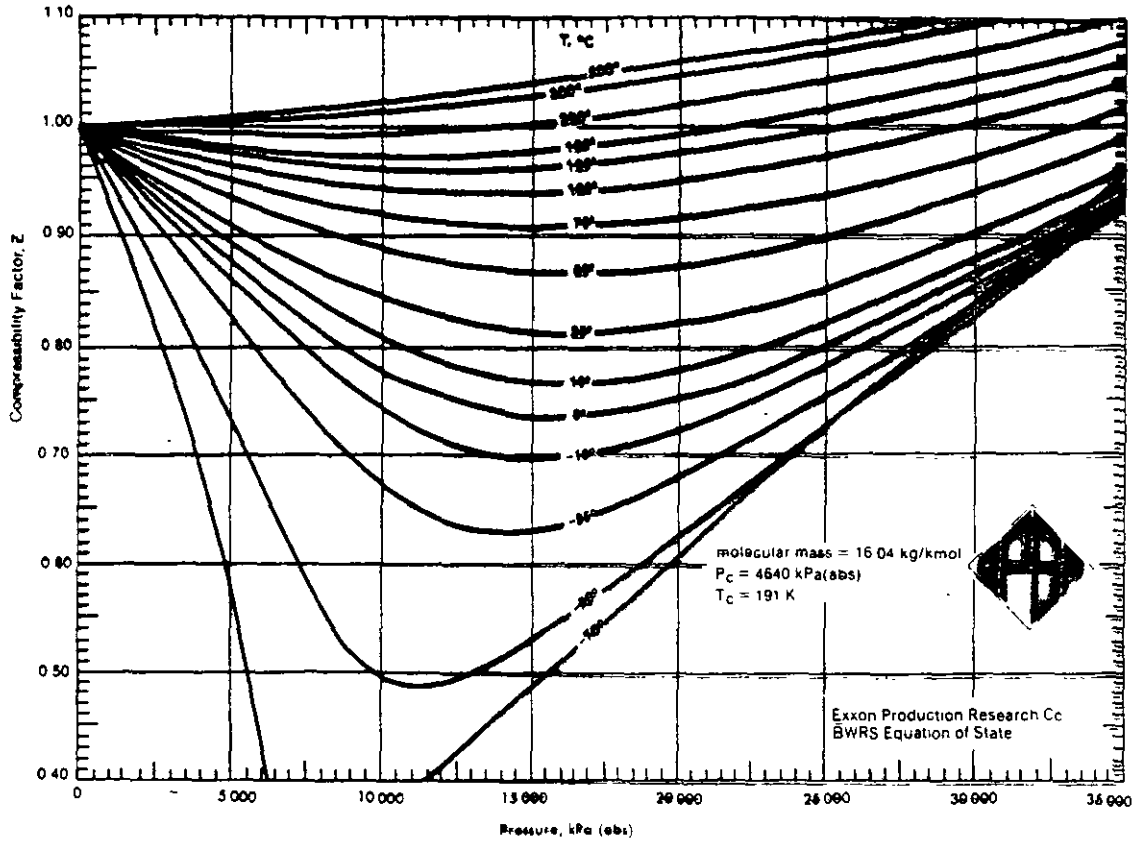
$P_c$  = Mole fraction average pseudo critical pressure, kPa (abs)

$T_c^I$  = Pseudo critical temperature adjusted for acid gas composition, K

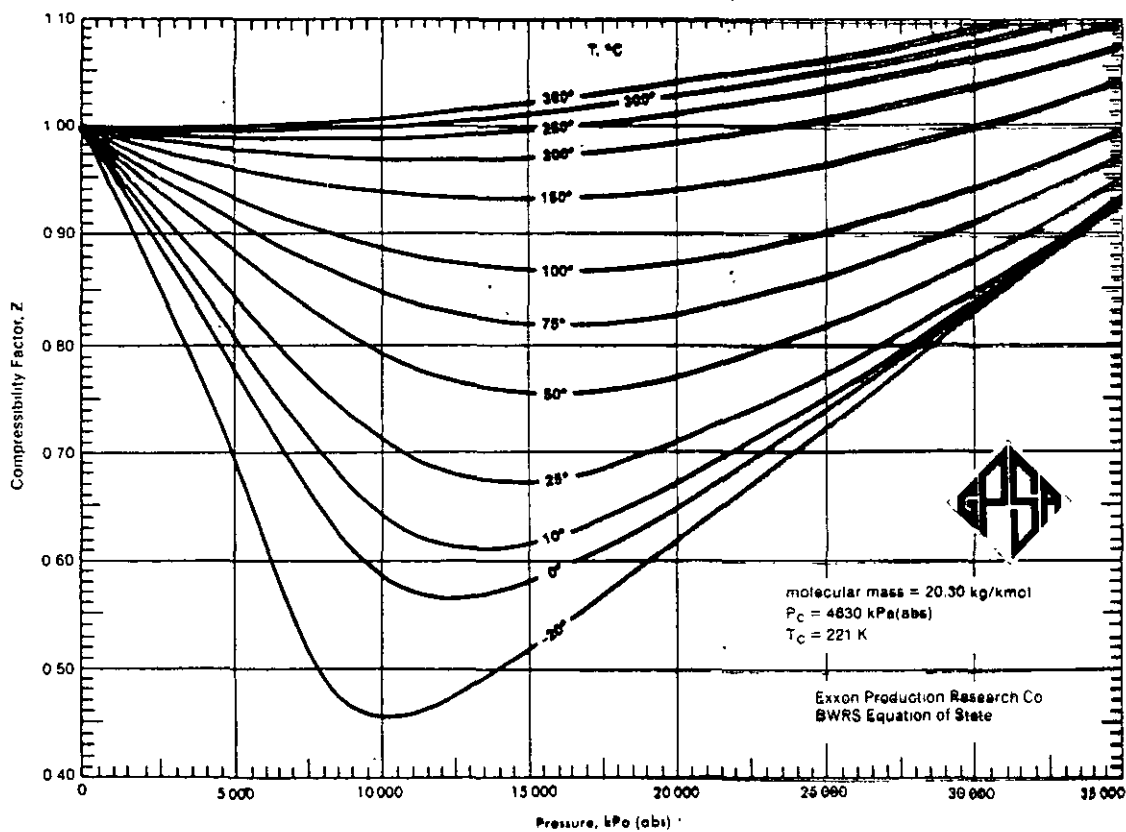
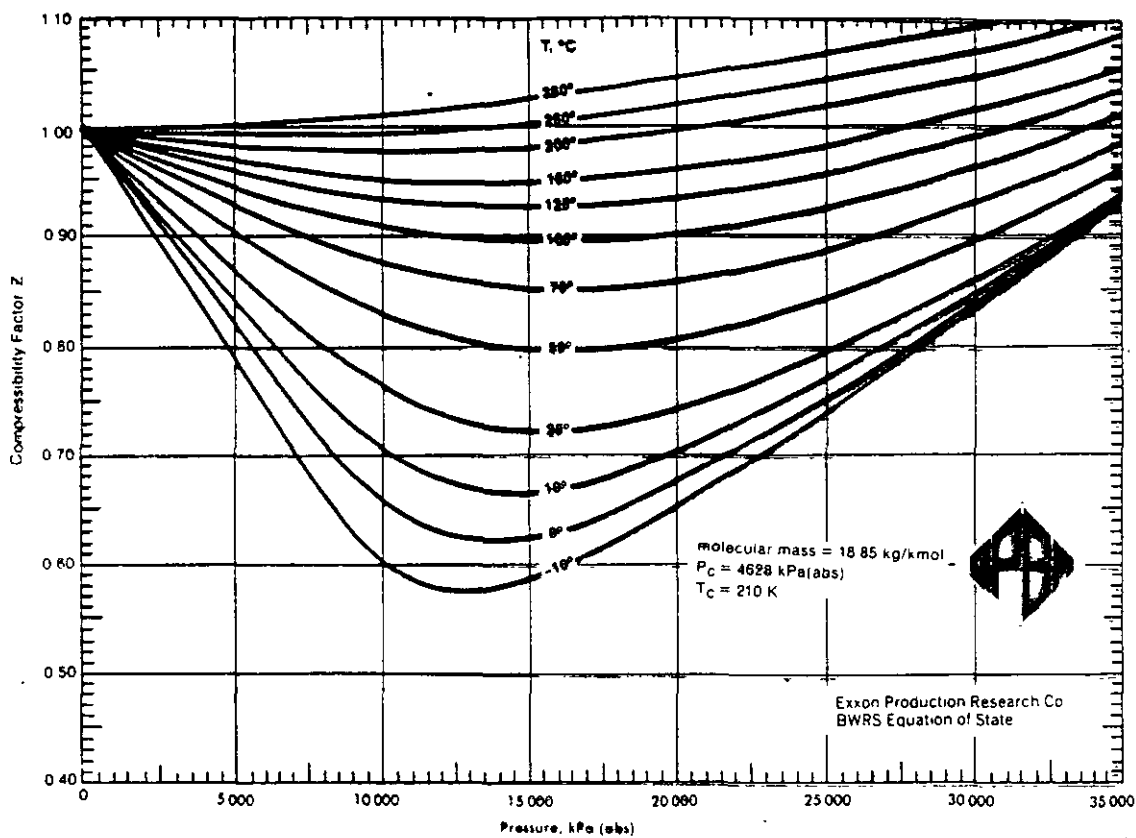
(Text cont'd. p. 16-15)



**FIG. 16-7A**  
**Compressibility of low-molecular-mass natural gases**



**FIG. 16-7B**  
**Compressibility of low-molecular-mass natural gases**



**FIG. 16-7C**  
**Compressibility of low-molecular-mass natural gases**

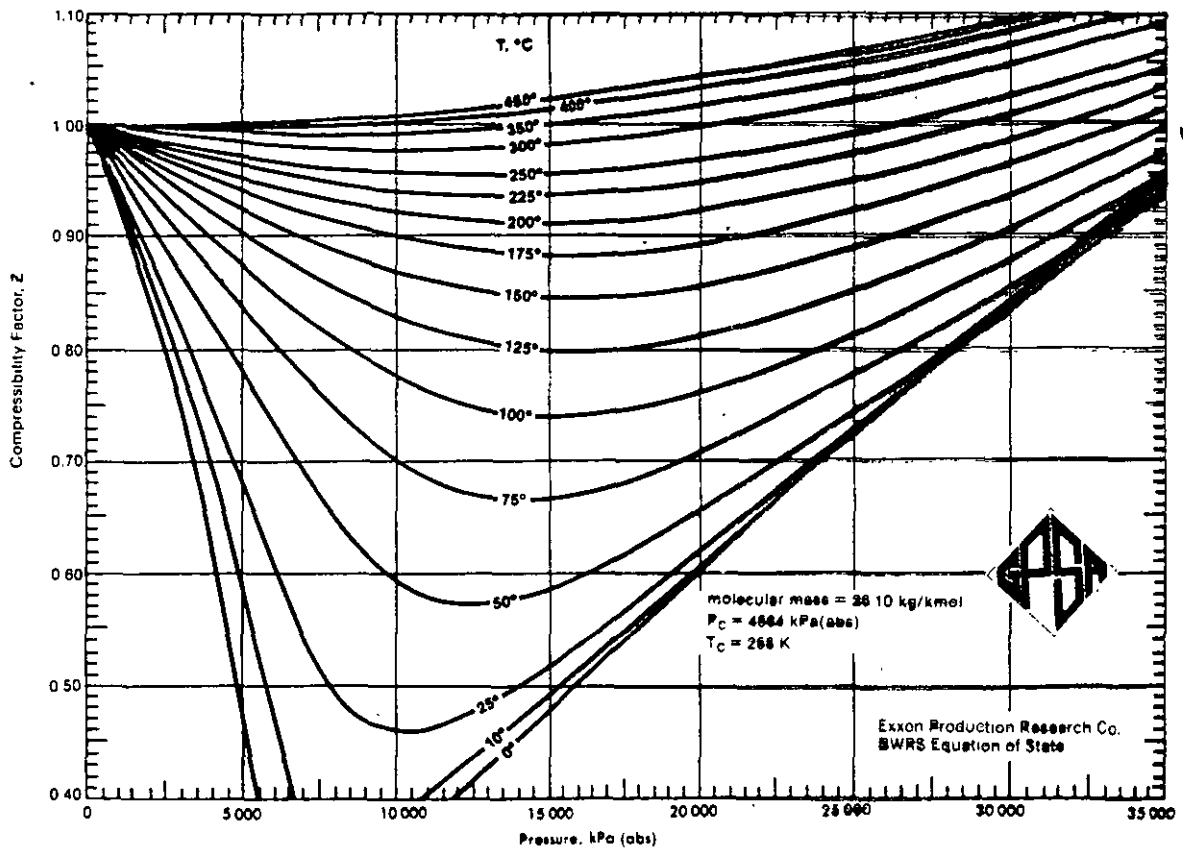
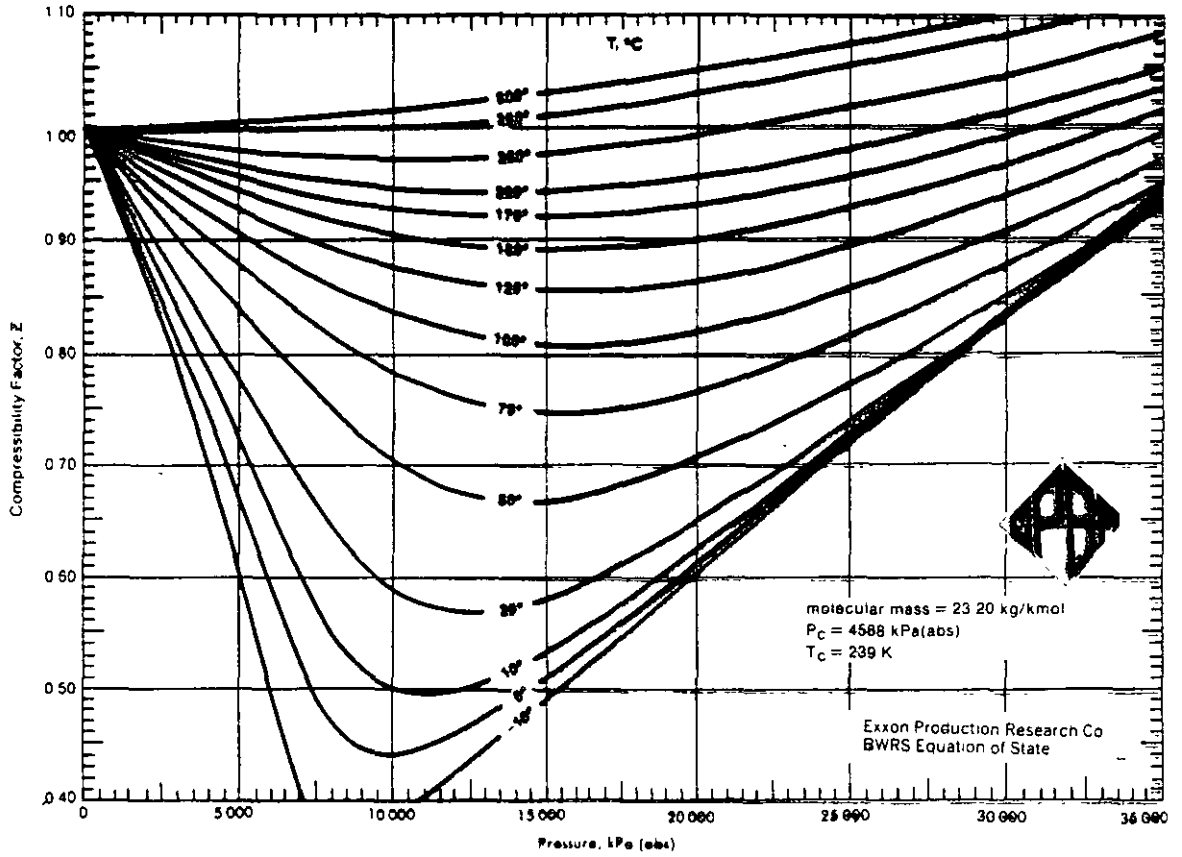
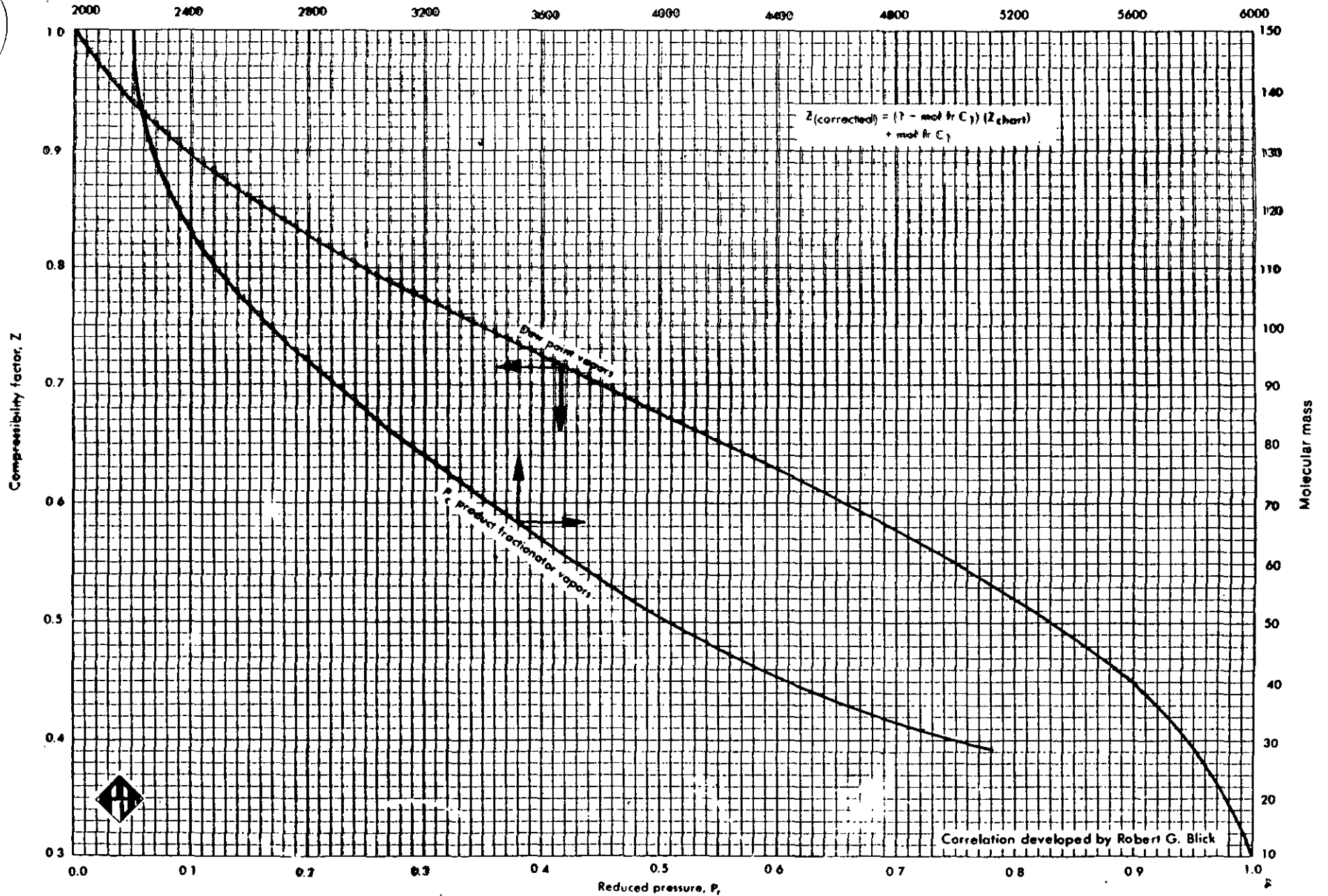


FIG. 14-8

Compressibility factor of dew point vapors  
 (Based on n-pentane vapors containing methane)

$P_c$ , kPa (abs)



$P_c^I$  = Pseudo critical pressure adjusted for acid gas composition, kPa (abs)

$\epsilon$  = Pseudo critical temperature adjustment factor, °C

B = Mole Fraction H<sub>2</sub>S in sour gas stream

The pseudo critical temperature adjustment factor is plotted in Figure 16-9. To use the factor the pseudo critical temperature and pressure are calculated following the procedure outlined earlier. In this calculation the H<sub>2</sub>S and CO<sub>2</sub> are included as well as all hydrocarbon and other non-hydrocarbon constituents. The pseudo critical temperature adjustment factor is read from Figure 16-9, and used to adjust the values of critical temperature and pressure. The reduced temperature and reduced pressure are calculated using the adjusted values. The compressibility factor is then read from Figure 16-3.

**Example Problem:**

A sour natural gas has the following composition. Determine the compressibility factor for the gas at 100°C and 7000 kPa (abs).

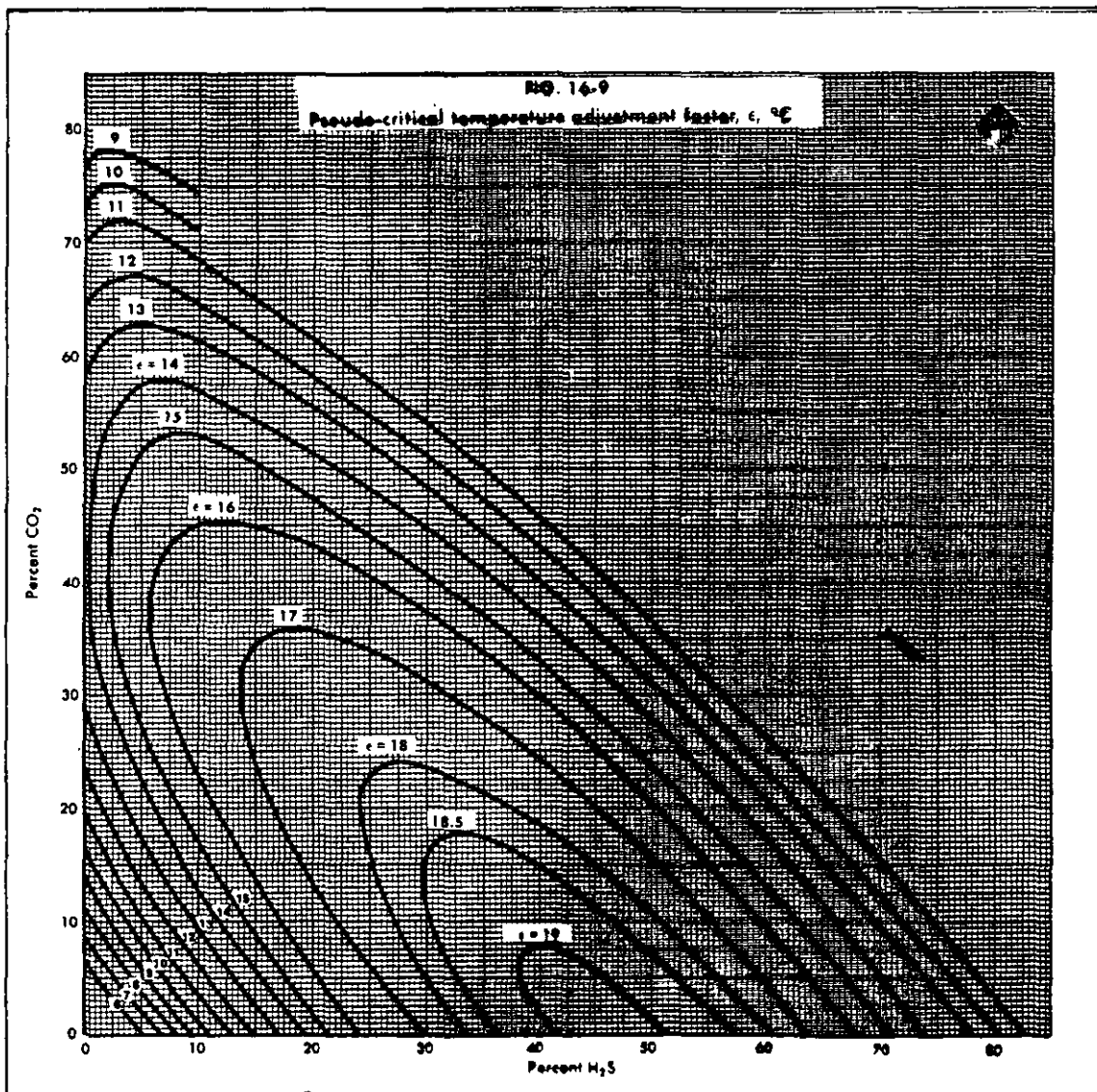
Component	Mole Fraction
CO <sub>2</sub>	0.10
H <sub>2</sub> S	0.20
N <sub>2</sub>	0.05
C <sub>1</sub>	0.60
C <sub>2</sub>	0.05

**Solution:**

The first step is to calculate the pseudo critical temperature and pseudo critical pressure for the sour gas. Following the procedure outlined earlier, they are calculated to be  $P_c = 5716$  kPa and  $T_c = 241.1$  K.

The pseudo critical temperature adjustment factor is read from Fig. 16-9 to be 16.5°C. The adjusted pseudo critical temperature is:

$$T_c^I = 241.1 - 16.5 = 224.6 \text{ K}$$





The adjusted value for the pseudo critical pressure is:

$$P_c^1 = \frac{5716 \times 224.6}{[241.1 + 0.2(1 - 0.2)16.5]} = 5267 \text{ kPa}$$

The reduced temperature and reduced pressure are:

$$T_r = \frac{100 + 273.15}{224.6} = 1.661$$

$$P_r = \frac{7000}{5267} = 1.329$$

From Figure 16-3 read a compressibility factor of 0.914.

## REFERENCE

Wichert, E., and Aziz, K., "Compressibility Factor of Sour Natural Gases," *Can. J. of Chem. Eng.*, Vol. 49, No. 2, pp. 267-273 (1971).

"Compressibility Factor of Sour Natural Gas," Report No. CER/3, The University of Calgary, July, 1970. By Edward Wichert, Canadian Fina Oil Ltd.; and Khalid Aziz, University of Calgary.

## Hydrocarbon fluid densities

Fig. 16-10 gives hydrocarbon fluid densities, and Fig. 16-11 is a plot of relative density for petroleum fractions.

The relative density of paraffinic hydrocarbons at their bubble point pressure can be obtained from Fig. 16-12. The nomograph applies to mixtures as well as to single components. The pure component alignment points on Fig. 16-12 can be used to find the relative density of the pure component. Alignment points for paraffinic mixtures are located according to molecular mass.

Fig. 16-12 generally predicts relative densities within 3% of measured values for paraffinic mixtures. However, the accuracy is somewhat less for mixtures having:

1. Reduced temperatures above 0.9.
2. Molecular mass less than 30 (low temperature region) and where methane is a significant part of the liquid and very near, at, or above its critical temperature.

Other references for density calculation are:

1. J. R. Deam, I. K. Kellhzy and R. N. Maddox— "Calculating Density of Saturated Hydrocarbon Mixtures," *Proceedings of the 48th Annual Meeting of the Natural Gas Processors Association*, pp. 48-51, March, 1969 (Dallas).

2. L. D. Bagzis and R. N. Maddox — "Calculating Surface Tension of Hydrocarbon Mixtures," *Proceedings of the 49th Annual Meeting of the Natural Gas Processors Association*, pp. 41-45, March, 1970 (Denver).

Relative densities of petroleum fractions are given

by Fig. 16-13 for temperatures from 0° to 550°C and pressures from atmospheric to 10000 kPa (abs). The petroleum fraction is identified within the center grid by two of three characteristics—relative density at 15°C, the characterization factor,  $K_w$ , or the mean-average boiling point. The mean average boiling point is determined from Fig. 16-16, together with the relative density and an ASTM distillation of the petroleum fraction.

Effect of temperature on hydrocarbon fluid densities is shown in Fig. 16-14, and effect of pressure is shown in Fig. 16-15.

## Boiling point, ASTM distillation, critical properties, acentric factor, vapor pressure

Fig. 16-16 gives molecular mass vs boiling point and density for petroleum fractions. Fig. 16-17 is a correlation for determining critical temperatures for hydrocarbon fractions, while Figs. 16-18 and 16-19 enable the critical pressure calculation.

Fig. 16-20 gives acentric factor from boiling and critical points. This accounts for the deviation of complex mixtures from simple fluids. A full explanation of the use of acentric factors can be found on pp 22-29, *Applied Hydrocarbon Thermodynamics*, Wayne C. Edminster.

## Example problem

Determine mean average boiling point (MeABP) and molecular mass for a 0.75 relative density petroleum fraction with these ASTM distillation data:

% over	Temp °C
5	54
10	67
20	86
30	103
40	118
50	138
60	159
70	196
80	240
90	311
ep	338

## Solution:

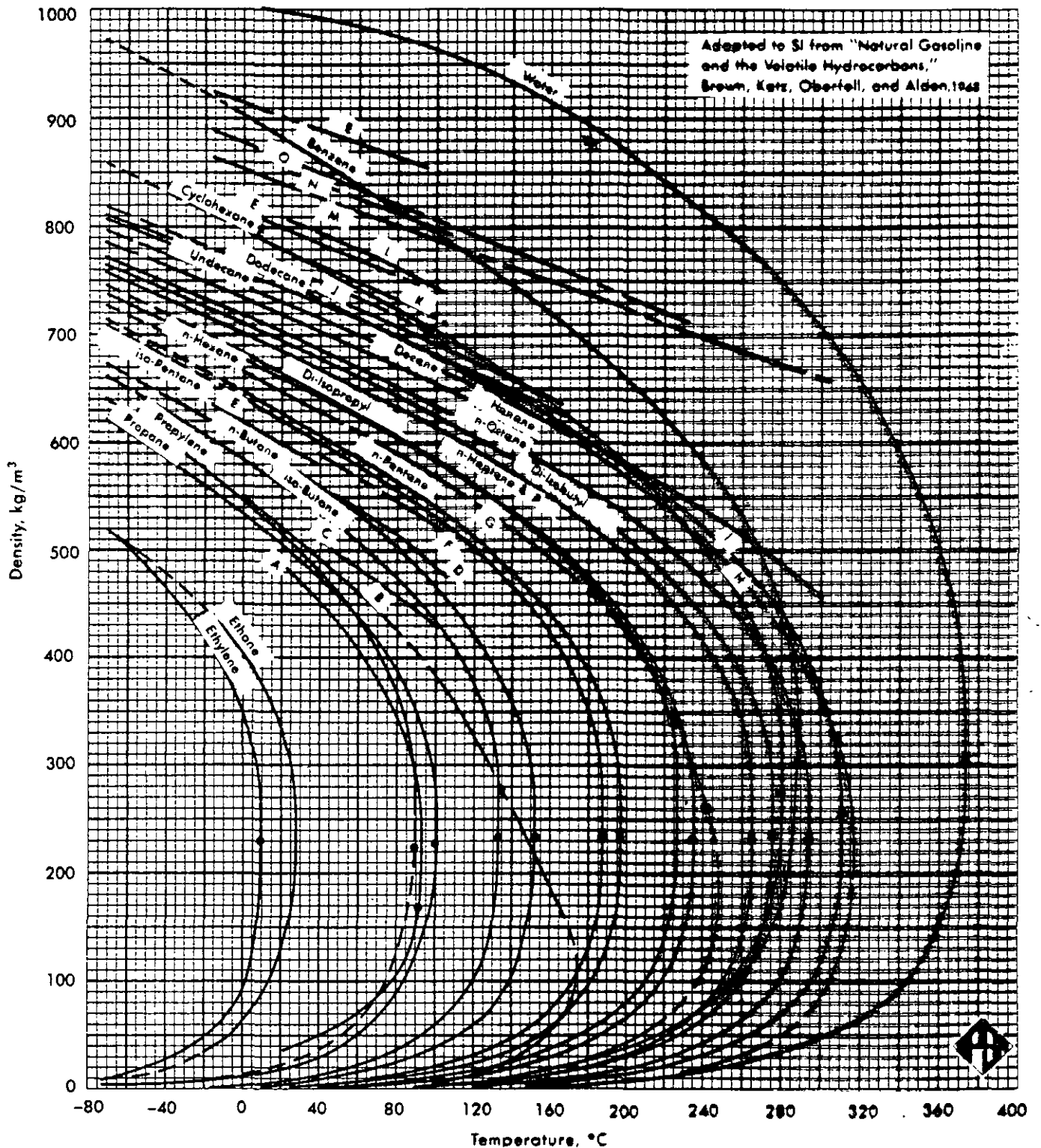
Refer to Fig. 16-16.

$$\text{Slope, } S = \frac{t_{90} - t_{10}}{80} = \frac{311 - 67}{80} = 3.05$$

$$\begin{aligned} \text{Vol. avg. bp} &= \frac{t_{10} + 2t_{50} + t_{90}}{4} \\ &= \frac{67 + 2(138) + 311}{4} \\ &= 163.5^\circ\text{C} \end{aligned}$$

(Text cont'd p. 16-22)

FIG. 16-10  
Hydrocarbon fluid densities



Identification

- A 8 mol %  $\text{CH}_4$ —92 mol %  $\text{C}_3\text{H}_8$  (2550–5100 kPa)
- B 50.25 mass %  $\text{C}_2\text{H}_6$ —49.75 mass %  $n\text{-C}_7\text{H}_{16}$
- C 19.2 mass %  $\text{CH}_4$ —80.8 mass %  $\text{C}_6\text{H}_{14}$  (16 600–17 300 kPa)
- D 7.15 mass %  $\text{CH}_4$ —92.85 mass %  $n\text{-C}_5\text{H}_{12}$  (5890–7190 kPa)
- E National Standard Petroleum Oil Tables
- F 7.15 mass %  $\text{CH}_4$ —92.85 mass %  $n\text{-C}_5\text{H}_{12}$  (at 20 700 kPa)
- G 9.78 mass %  $\text{C}_2\text{H}_6$ —90.22 mass %  $n\text{-C}_7\text{H}_{16}$
- H Gasoline

- I Naphtha
- J Conroe crude sat. liq. changing composition (11 300–14 300 kPa)
- K 8 mass % gas in Deminguez crude oil (17 000–21 300 kPa)
- L 5.11 mass % gas in Santa Fe Springs crude oil (14 600–17 800 kPa)
- M Pennsylvania spindle oil at atmospheric pressure
- N 4 mass %  $\text{CH}_4$  in crystal oil (13 400–16 800 kPa)
- O Oklahoma lubricating oil at atmospheric pressure
- P Kettleman Hills condensate (3740–5720 kPa)

FIG. 16-11

Approximate relative density of petroleum fractions

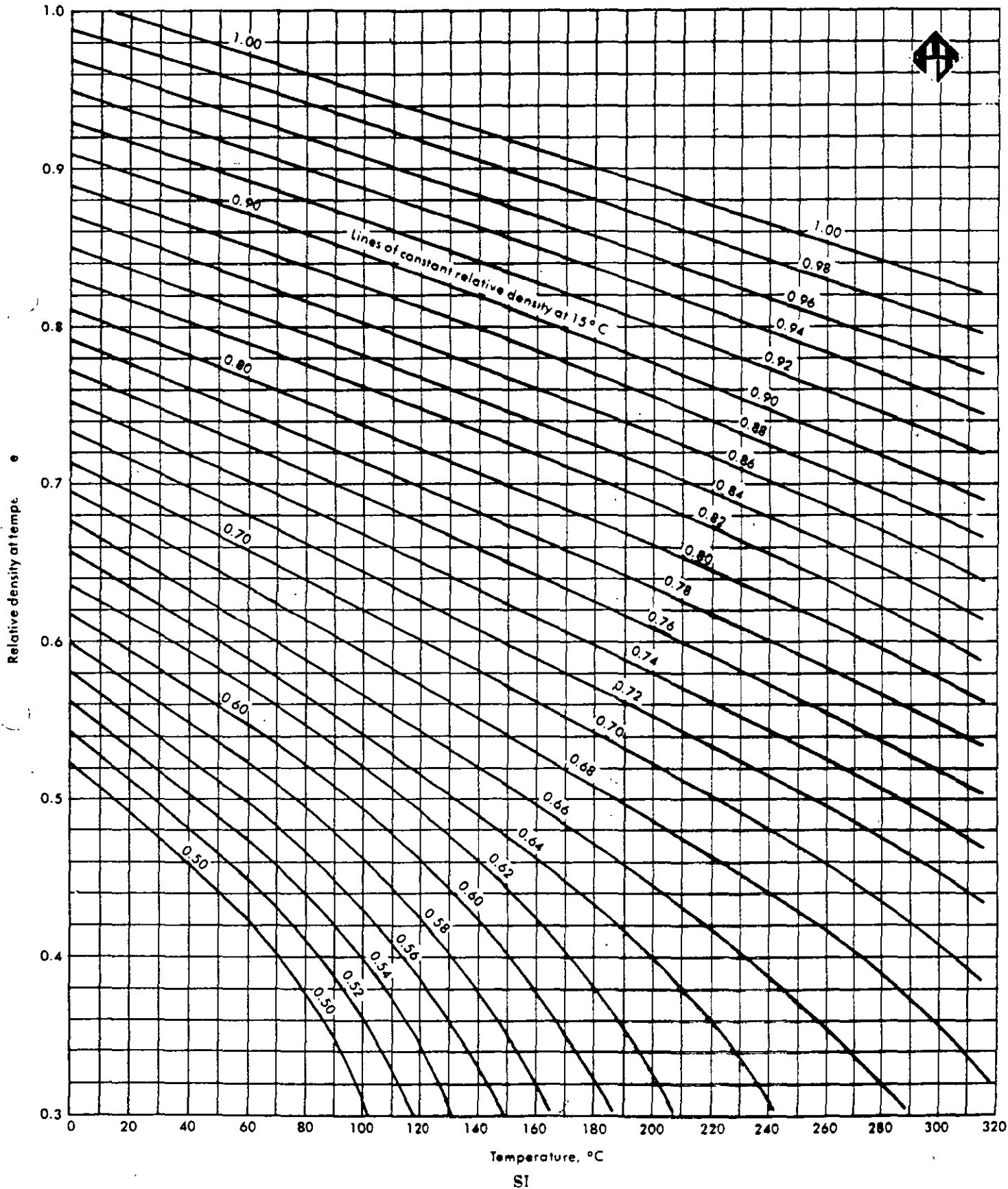
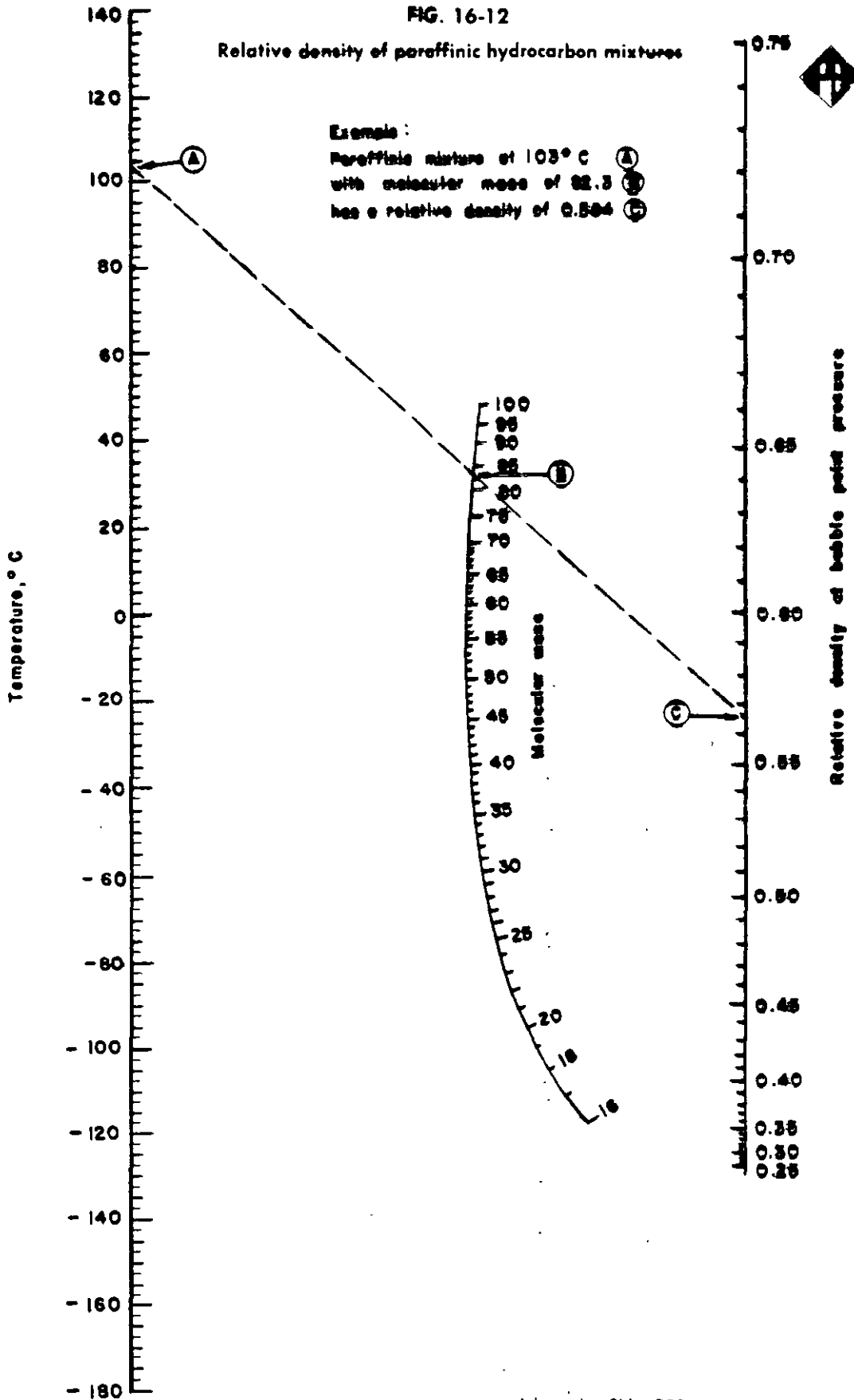


FIG. 16-12

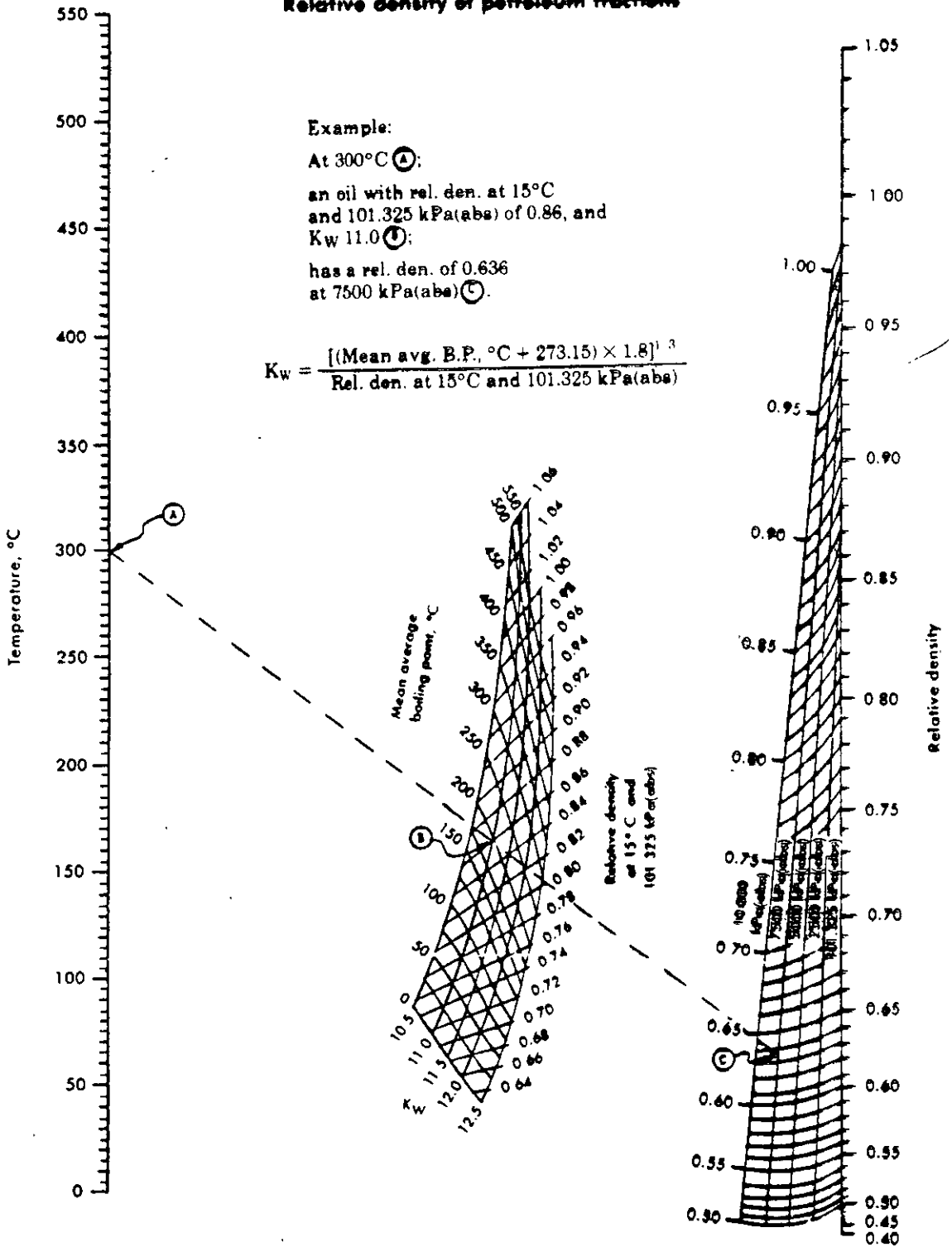
Relative density of paraffinic hydrocarbon mixtures



Adapted to SI by GPSA from  
 Petroleum Refiner: Rimer,  
 Lenoir, and Schweppe (1958)

FIG. 16-13

Relative density of petroleum fractions



Adapted to SI by GPSA from Ritter, Lenoir, and Schweppe, Petroleum Refiner, 1958.



FIG. 16-14

**Effect of Temperature on Hydrocarbon Fluid Densities**

(Data from Table 53 of metric edition of  
Petroleum Measurement Tables, ASTM D-1250-58)

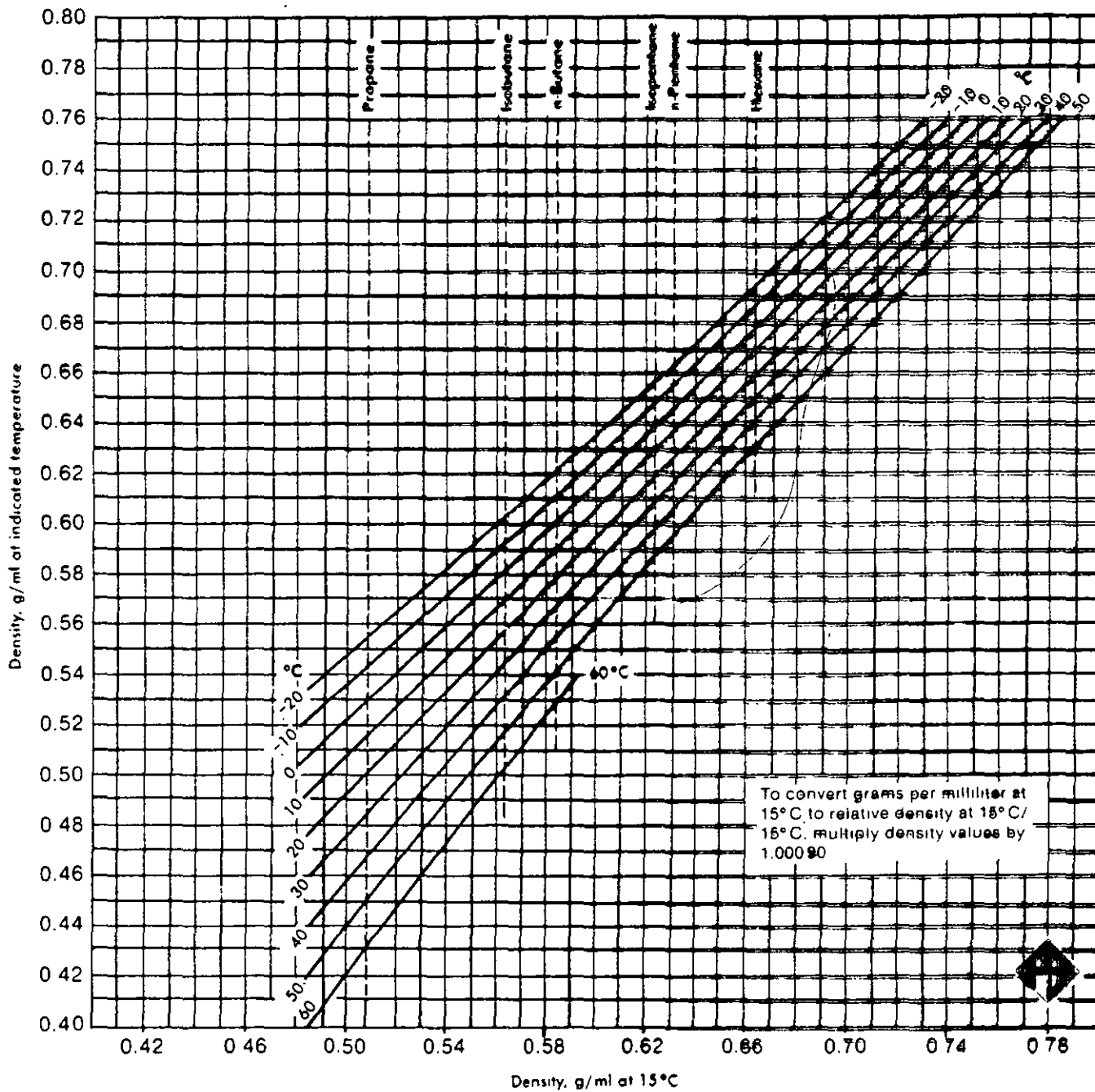
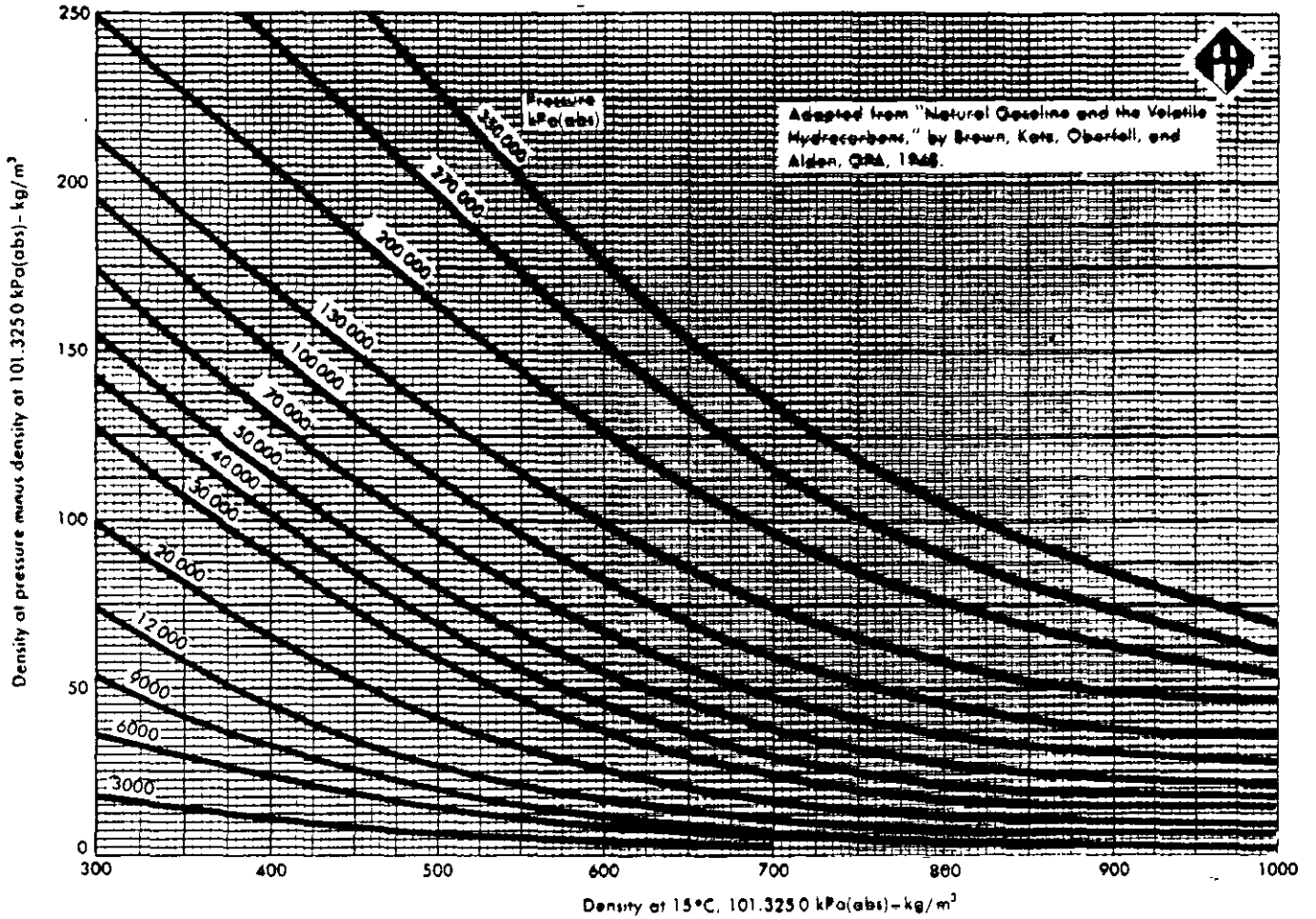


FIG. 16-15

Effect of pressure on hydrocarbon fluid densities



From Top Chart

Add  $-29^{\circ}\text{C}$  to volume average boiling point to obtain mean average boiling point.

$$\text{MeABP} = 163.5 - 29 = 134.5^{\circ}\text{C}$$

From lower chart at MeABP =  $134.5^{\circ}\text{C}$  and 0.75 density, molecular mass = 120

The need may arise to plot the atmospheric flash curve from an ASTM distillation curve or true-boiling-point curve. An outline of a procedure to derive the atmospheric-flash curve can be found in the Data Book on Hydrocarbons by J. B. Maxwell, p. 222 through p. 229. A method for elevating the derived atmospheric flash curve to operating pressure can be found on p. 223.

Figs. 16-21 and 16-22 are low and high-temperature vapor-pressure Cox charts for light hydrocarbons.

### Viscosity

Figs. 16-23 through 16-26 give correlations for the determination of viscosities of hydrocarbon liquids and gases.

### Example problem

Find viscosity of a gas of molecular mass of 22 at 7000 kPa (abs) and  $40^{\circ}\text{C}$ .

### Solution:

From Fig. 16-25, the viscosity at atmospheric pressure and  $40^{\circ}\text{C}$  is  $0.0105 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ . Relative density of gas is  $22/28.964 = 0.760$ . From Fig. 16-6, critical temperature is 227 K and critical pressure is 4580 kPa. Note: critical temperature and pressure should be calculated as shown in this Section 16, under heading, "Compressibility of gases," if composition of gas is available.

$$T_r = \frac{40 + 273}{227} = 1.379$$

$$P_r = 7000/4580 = 1.528$$

From Fig. 16-26,  $\mu/\mu_A = 1.21$ . Viscosity at 7000 kPa and  $40^{\circ}\text{C}$  is  $\mu = (1.21)(0.0105) = 0.0127$ .

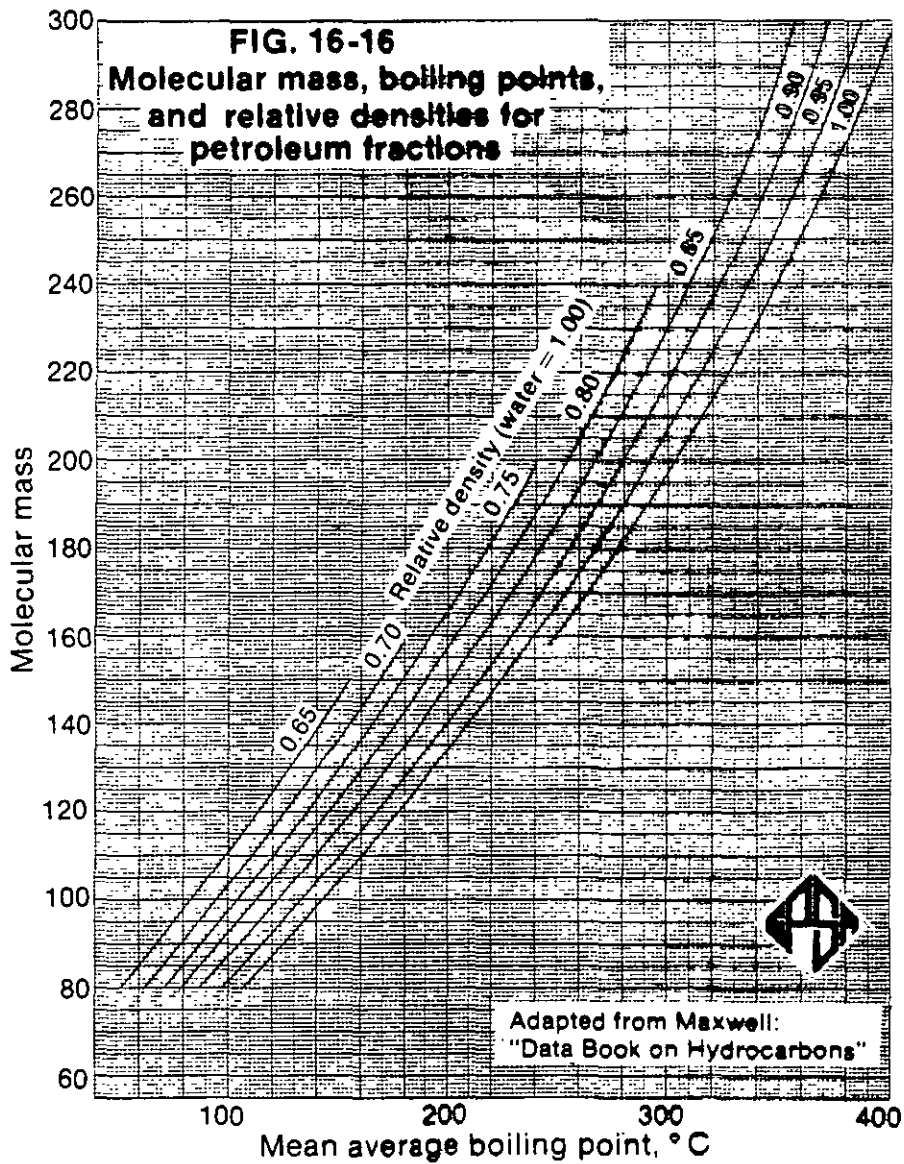
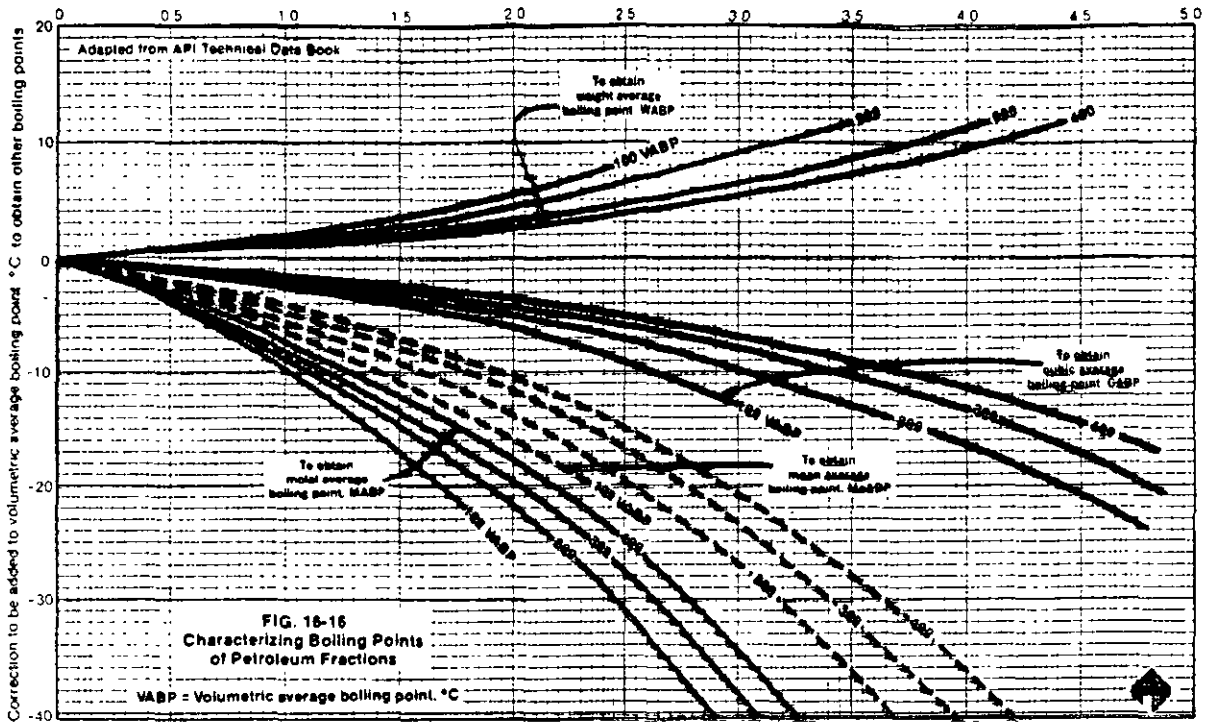
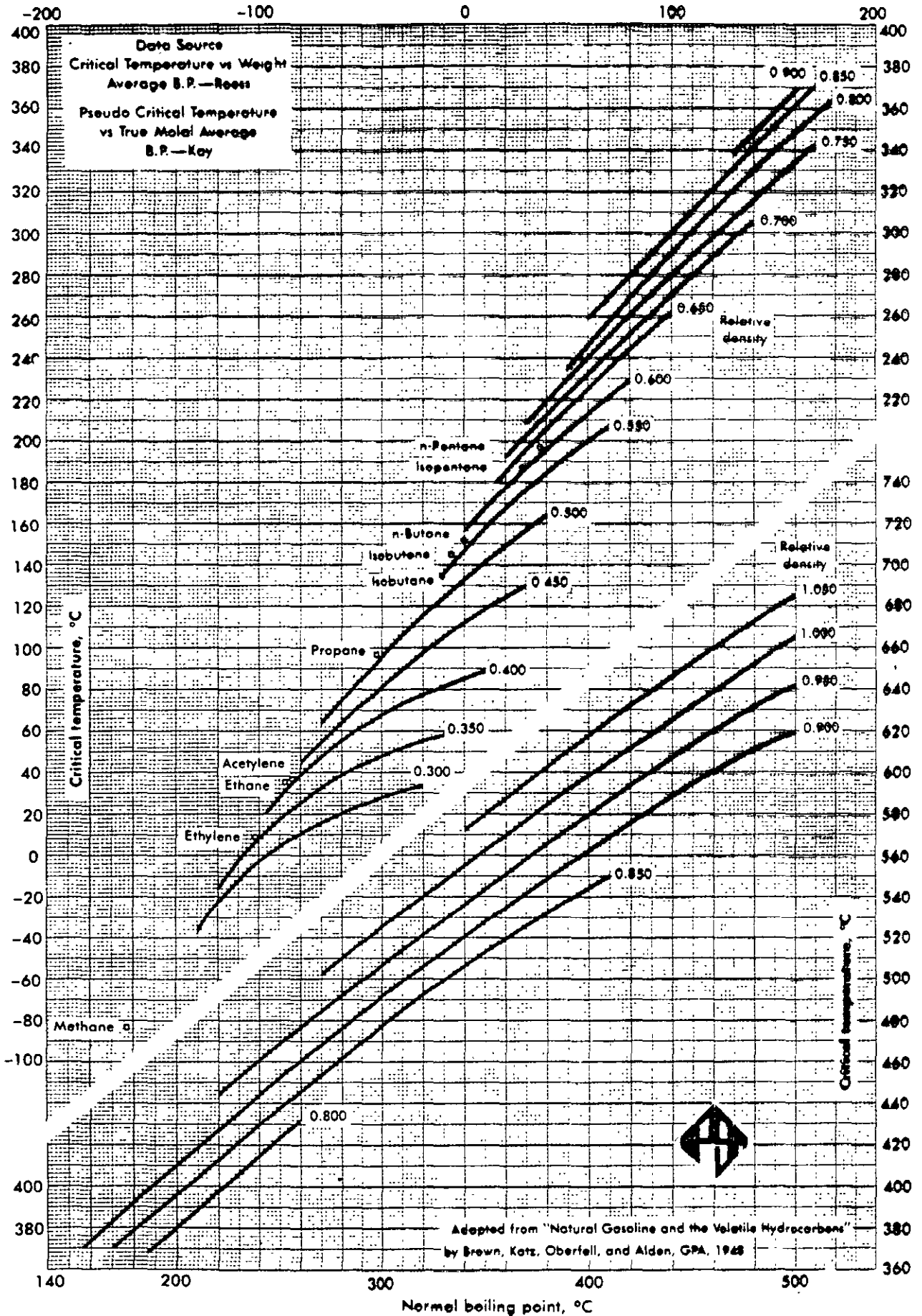




FIG. 16-17

Critical temperatures

Normal boiling point, °C

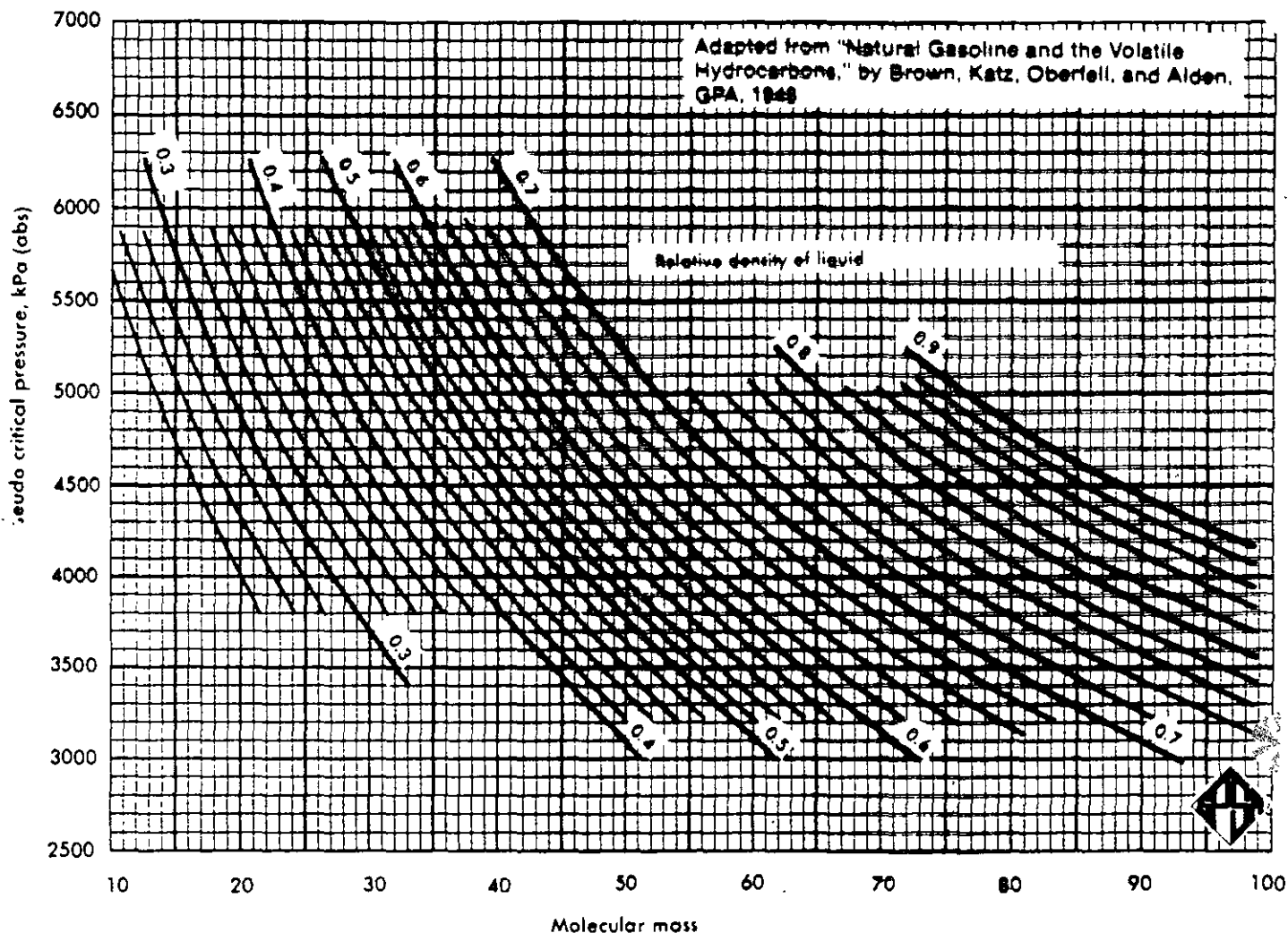


Data Source  
 Critical Temperature vs Weight  
 Average B.P.—Reese  
 Pseudo Critical Temperature  
 vs True Molar Average  
 B.P.—Key



Adapted from "Natural Gasoline and the Volatile Hydrocarbons"  
 by Brown, Katz, Oberfell, and Alden, GPA, 1948

FIG. 16-18  
Pseudo critical pressure



### Thermal Conductivity

Thermal conductivity for natural gas mixtures at elevated pressure can be calculated from an atmospheric value and a pressure correction. Fig. 16-27 presents low pressure thermal conductivity of gases developed from published data.<sup>1,4</sup> The pressure correction of Lenoir, *et al.*<sup>2</sup> shown in Fig. 16-28 is applied. The procedure will be clarified by the following example:

Find the thermal conductivity of a gas of 25 molecular mass (rel. den. = 0.863) at 4800 kPa and 150°C.

**Solution:** From Fig. 16-27, the thermal conductivity at 150°C is 0.043 J/(s·m<sup>2</sup>·°C/m). From Fig. 16-6, the critical pseudo temperature is 245 K, and pseudo critical pressure is 4550 kPa.

$$T_r = (150 + 273)/245 = 1.73$$

$$P_r = 4800/4550 = 1.05$$

From Fig. 16-28,  $k/k_A = 1.15$ . Thermal conductivity at 4800 kPa and 150°C is:

$$k = (1.15)(0.043) = 0.0495$$

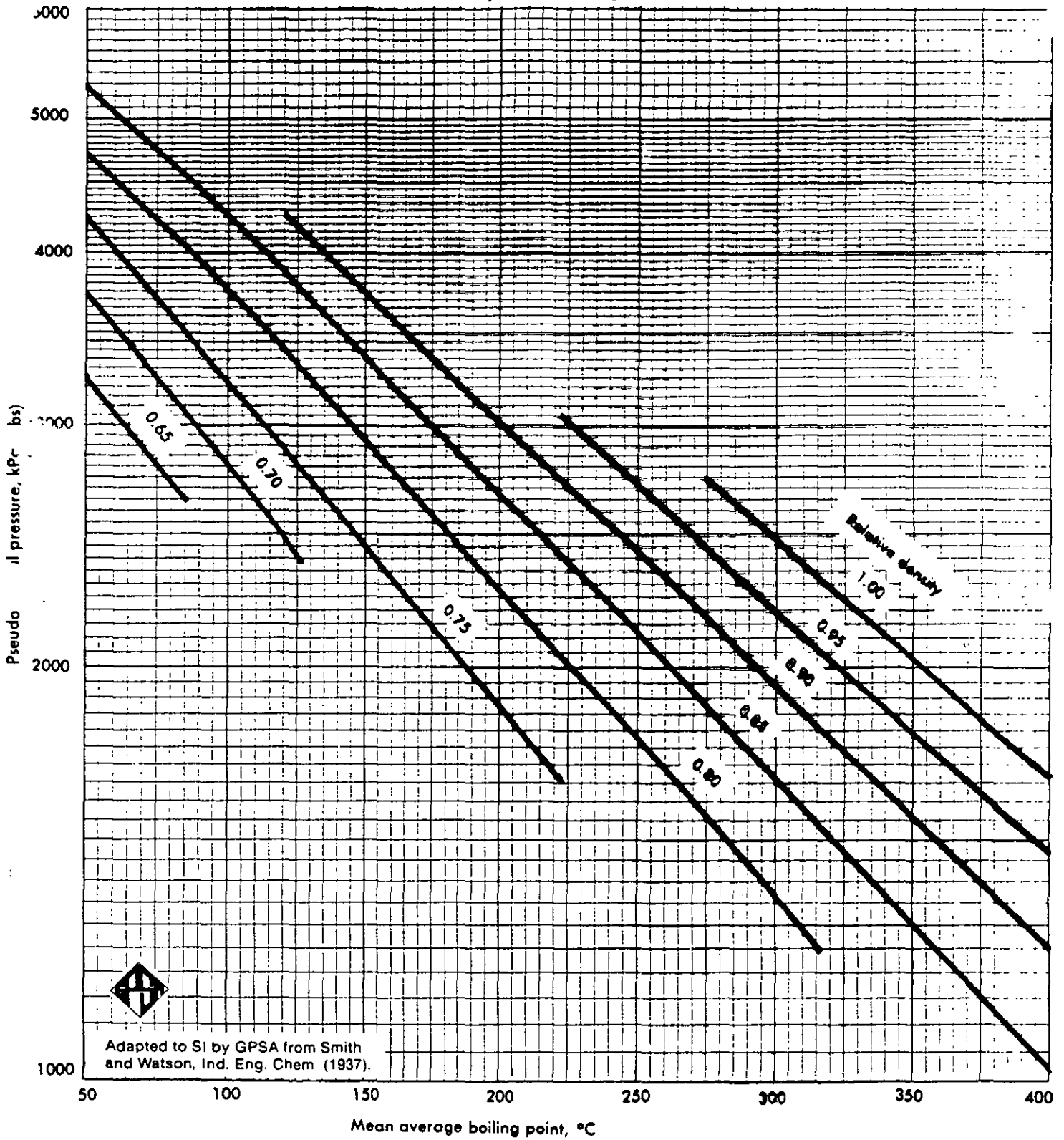
Another method for estimating thermal conductivity is presented by Stiel and Thodos.<sup>3</sup>

### References

1. "Self Consistent Correlation of Thermodynamic and Transport Properties," K. E. Starling, *et al.*, GRI/AGA Project No. BR-111-1; OU-ORA Project No. 2036 156-716. Report: GR/AGA/BR-111-1/77-36.
2. Lenoir, J. M., W. A. Junk, and E. W. Comings, *Chem. Eng. Progr.*, **49**, 539 (1953).
3. Stiel, L. I., and George Thodos, *A.I.Ch.E.J.*, **10**, 26 (1964).
4. Smith, W. J. S., L. D. Durbin, and R. Kobayashi, *J. Chem. Eng. Data*, **5**, 316 (1960).
5. Katz, D. L., D. Cornell, R. Kobayashi, F. H. Poettmann, J. A. Vary, J. R. Elenbaas, and C. F. Weinaug, "Handbook of Natural Gas Engineering," McGraw-Hill, New York, 1959.

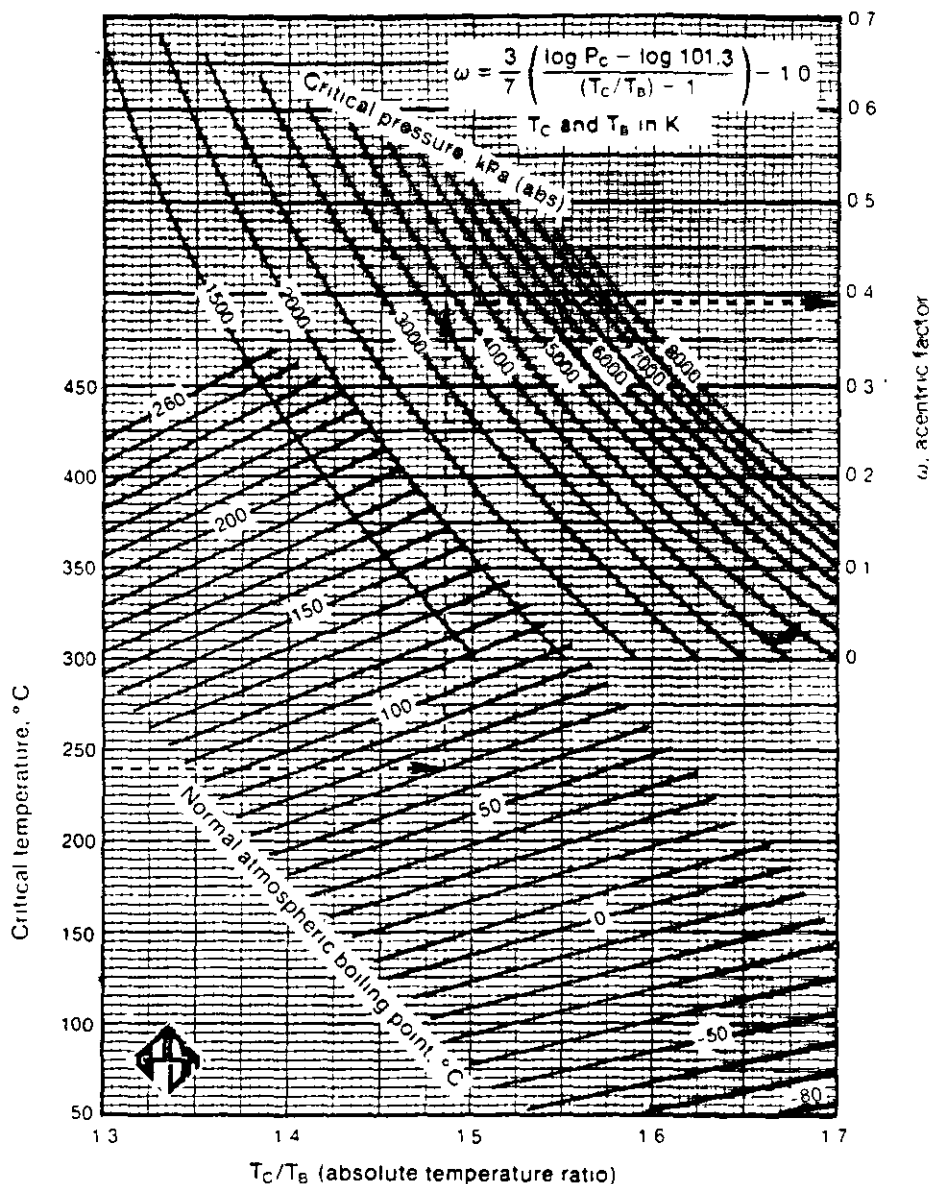
FIG. 16-19

Pseudo critical pressures of hydrocarbons



Adapted to SI by GPSA from Smith and Watson, Ind. Eng. Chem (1937).

**FIG. 16-20**  
**Acentric factor from boiling and critical points**



NOTE Use only for narrow boiling range fractions of 30°C or less.

Adapted from "Applied Thermodynamics,"  
 by Wayne C Edmister.  
 Copyright, The Gulf Publishing Co., Houston

### Surface tension

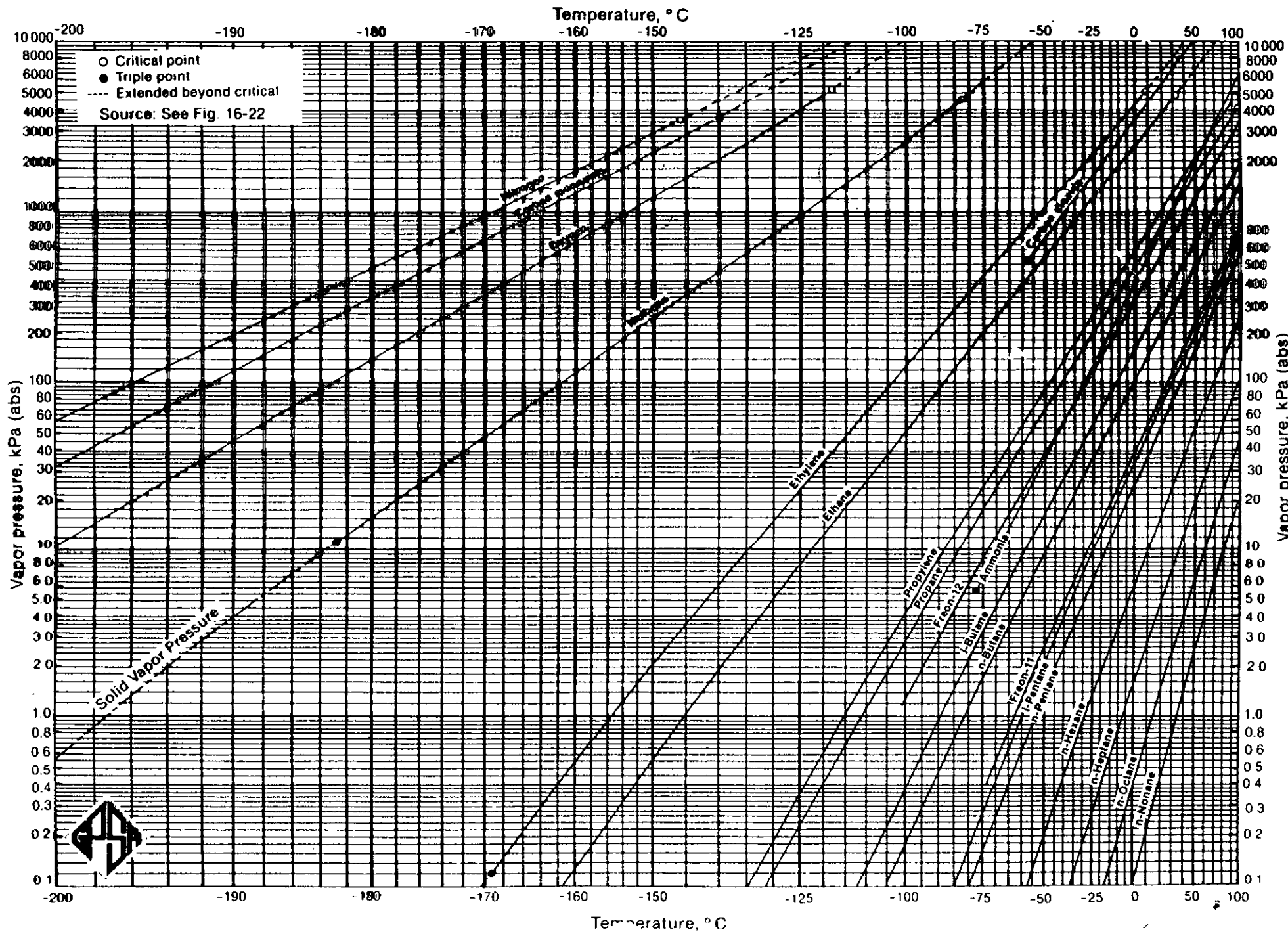
The interior molecules of a liquid exert upon the surface molecules an inward force of attraction, which tends to minimize the surface area of the liquid. The work required to enlarge the surface area by one square centimeter is called the surface free energy. The opposite force in the liquid's surface, called surface tension, exerts a force parallel to the plane of the surface.

Surface tension, an important property where wetting, foaming, emulsification, and droplet formation are encountered, is used in the design of fractionators,

absorbers, and two-phase pipelines, and in reservoir calculations.

The surface tension of pure hydrocarbons as a function of temperature may be obtained from Fig. 16-29. The surface tensions of most pure hydrocarbons are known and data are available. Relatively little data are available on multicomponent mixtures. In the absence of experimental values of surface tension at the desired conditions, a sufficiently accurate value for design purposes can be estimated by the Sudgen (1) equation:

**FIG. 16-21**  
**Low-temperature vapor pressures for light hydrocarbons**



High temperature pressure Light hydrocarbons  
 IG. 16-22  
 Temperature, °C

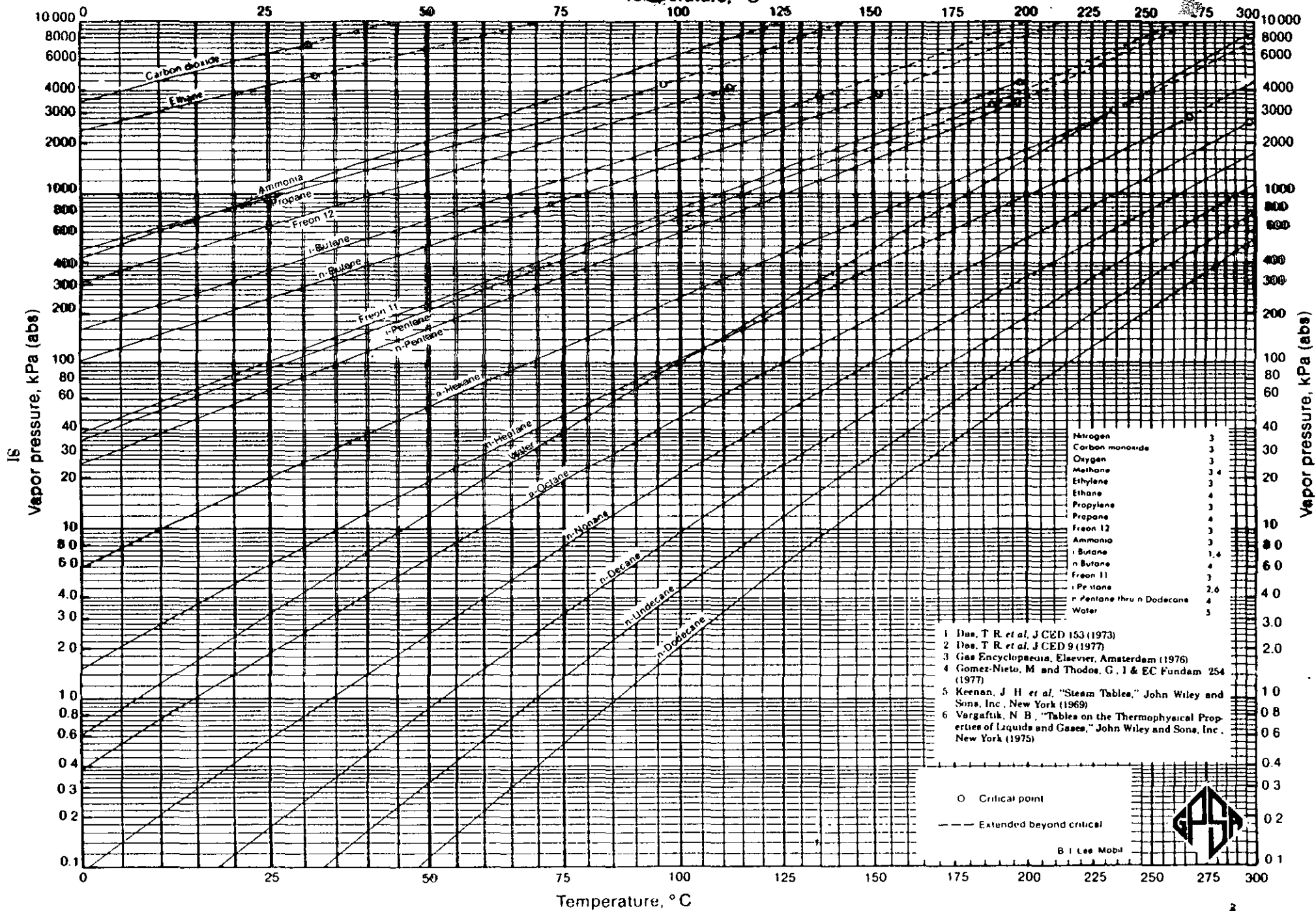


FIG. 16-23  
Viscosities of hydrocarbon liquids

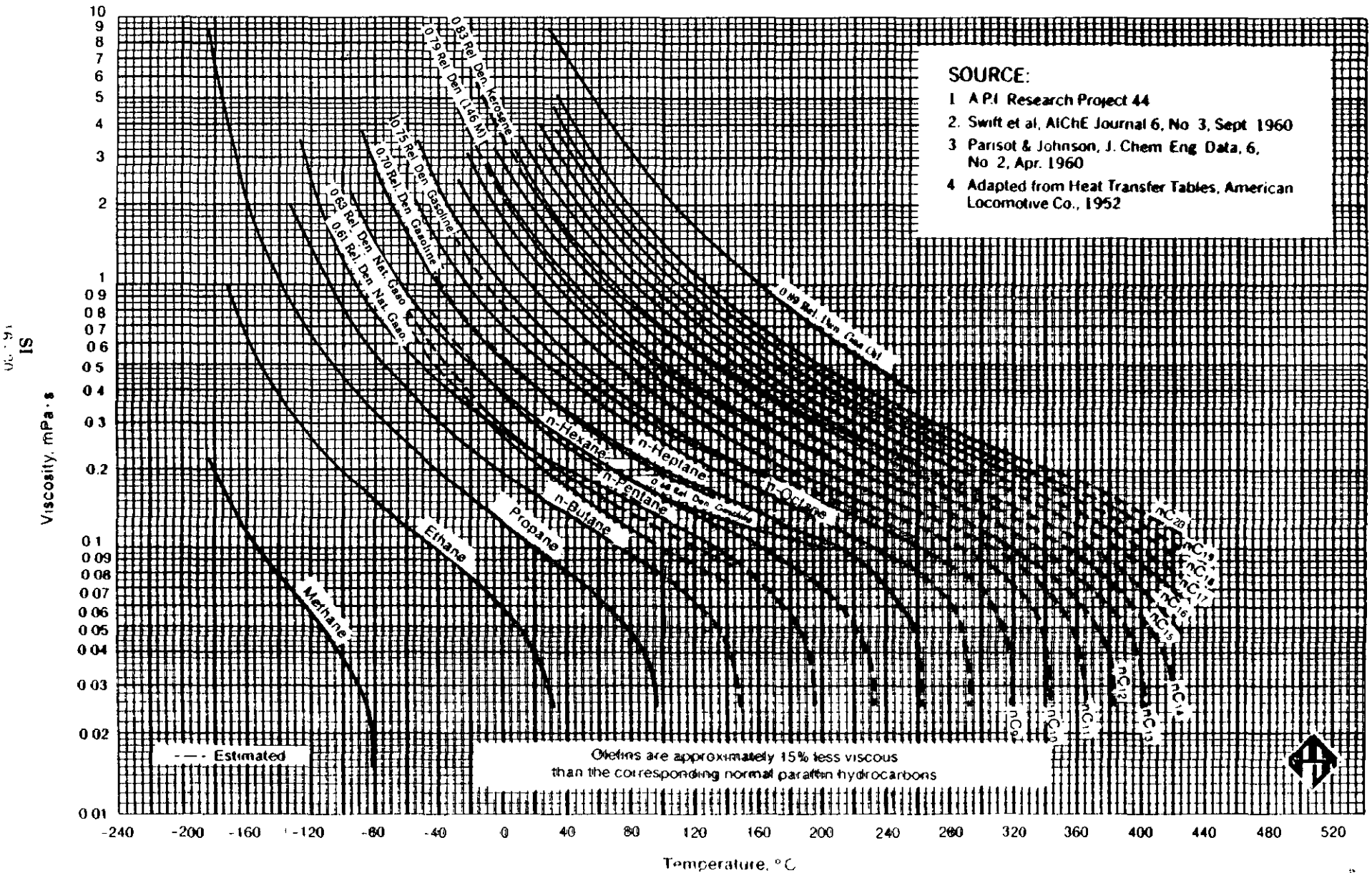
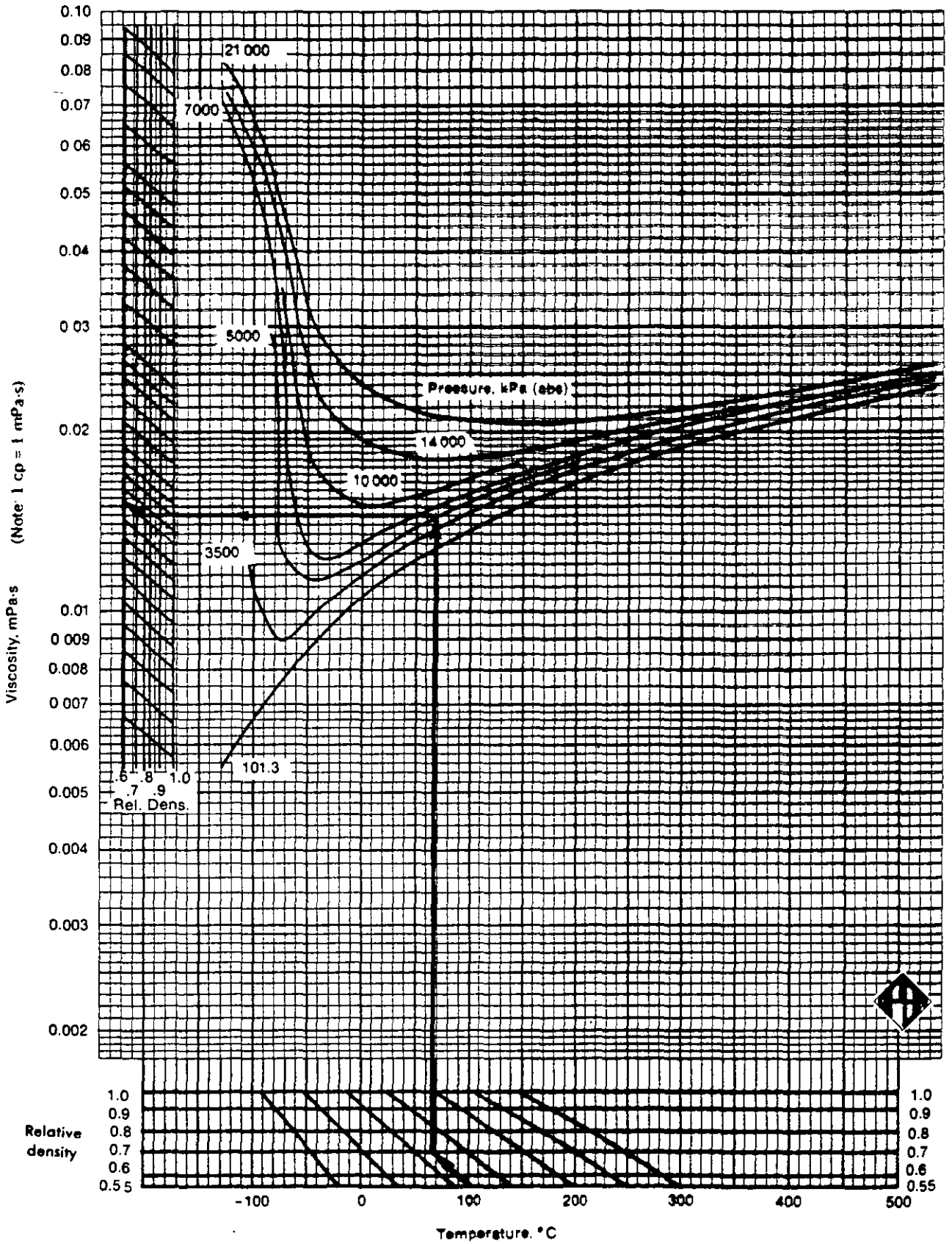




FIG. 16-24  
Hydrocarbon gas viscosity





$$\sigma^{1/4} = \frac{P}{M} (d_L - d_v)$$

Where:

- $\sigma$  = Surface tension, dynes/cm
- P = Parachor
- M = Molecular mass
- $d_L$  = Liquid density, gm/cc, at the desired conditions
- $d_v$  = Vapor density, gm/cc, at the desired conditions

Note: Not valid within 40° of the critical temperature.

Whenever experimental surface tension data are available for the pure components in a mixture, the above equation can be used to estimate the parachor of each component. The parachor, a dimensionless number, of a pure component is essentially constant and is an additive property. The parachor of a mixture is the summation of the pure component parachors times their mole fractions in the mixture.

In the absence of experimental surface tension data for estimating the parachor, the group contribution values in the accompanying Fig. 16-30 may be used to calculate the parachors of pure components.

The parachor calculated from an equation derived from the Baker and Swerdloff plot for hydrocarbon mixtures seems to give fair estimates of surface tension when used in the Sudgen equation. The equation is

$$P = 40 + 2.38 (M \text{ of liquid})$$

Fig. 16-31 relates parachor with molecular mass for paraffins and mixtures.

Surface tension for binaries of known composition at or near atmospheric pressure may be calculated using the procedure developed by Stackorsky (2):

$$\sigma_m = \frac{\sigma_1 \sigma_2}{\sigma_1 X_2 + \sigma_2 X_1}$$

Where:

- $\sigma_1$  = surface tension of component 1
- $\sigma_2$  = surface tension of component 2
- $\sigma_m$  = surface tension of mixture
- $X_1$  = mole fraction of component 1
- $X_2$  = mole fraction of component 2

Surface tension for mixtures of known composition at high pressures may be calculated using the procedure developed by Weinaug and Katz (3):

$$\sigma_m^{1/4} = \sum P_i \left( X_i \frac{d_i}{M_L} - Y_i \frac{d_v}{M_v} \right)$$

Where:

- $\sigma_m$  = surface tension of the mixture, dynes/cm.
- $P_i$  = Parachor for component i
- $d_L$  = Liquid density of the mixture, gm/cc, at the desired conditions
- $d_v$  = Vapor density of the mixture, gm/cc, at the desired conditions
- $M_L$  = Liquid molecular mass of the mixture
- $M_v$  = Vapor molecular mass of the mixture
- $X_i$  = Liquid mole fraction of component i
- $Y_i$  = Vapor mole fraction of component i

For petroleum fractions, absorption oils and crude oils of unknown composition, the parachor may be estimated from the correlation of Baker and Swerdloff (4) for use in the above equation.

The presence of inert gases, such as  $N_2$  and  $CO_2$ , in the liquid phase tends to lower the surface tension of the liquid. Where the concentration of inert gases in the liquid exceeds 1.0 mole %, estimated values of surface tension may be 5 to 20% higher than actual values for the mixture.

## REFERENCES

1. Sudgen, S., "The variation of Surface Tension. VI. The Variation of Surface Tension With Temperature and Some Related Functions," J. Chem. Soc. 125, 32 (1924). Based on Macleod, Trans. Faraday Soc. 19, 38 (1923).
2. Stachorsky, K. M. "Surface Tensions of Liquid Mixtures," Z. Elektrochem, 34, 111 (1928).
3. Weinaug, C., Katz, D. L. "Surface Tension of Methane-Propane Mixtures", Ind. Eng. Chem. 35 239 (1943).
4. Baker, O., Swerdloff, W. "Calculations of Surface Tension-3: Calculations of Surface Tension Parachor Values", Oil Gas., J. Dec. 5, (1955).
5. "API Technical Data Book", Ch 10, Surface Tension.
6. J. R. Deam and R. N. Maddox — "Interfacial Tension in Hydrocarbon Systems," Proceedings of the 48th Annual Meeting of the Gas Processors Association, pp. 41-44, March, 1969 (Dallas).
7. J. R. Deam and R. N. Maddox — "Interfacial Tension in Hydrocarbon Systems," Proceedings of the 47th Annual Meeting of the Gas Processors Association, pp. 30-38, March, 1968 (New Orleans).
8. L. D. Bagzis and R. N. Maddox — "Calculating Surface Tension of Hydrocarbon Mixtures," Proceedings of the 49th Annual Meeting of the Gas Processors Association, pp. 41-45, March, 1970 (Denver).

FIG. 16-25

Viscosity of Paraffin Hydrocarbons  
Gases at 101.325 kPa (abs)

G, gas relative density (air = 1.000) =  $\frac{\rho_{gas}}{\rho_{air}}$

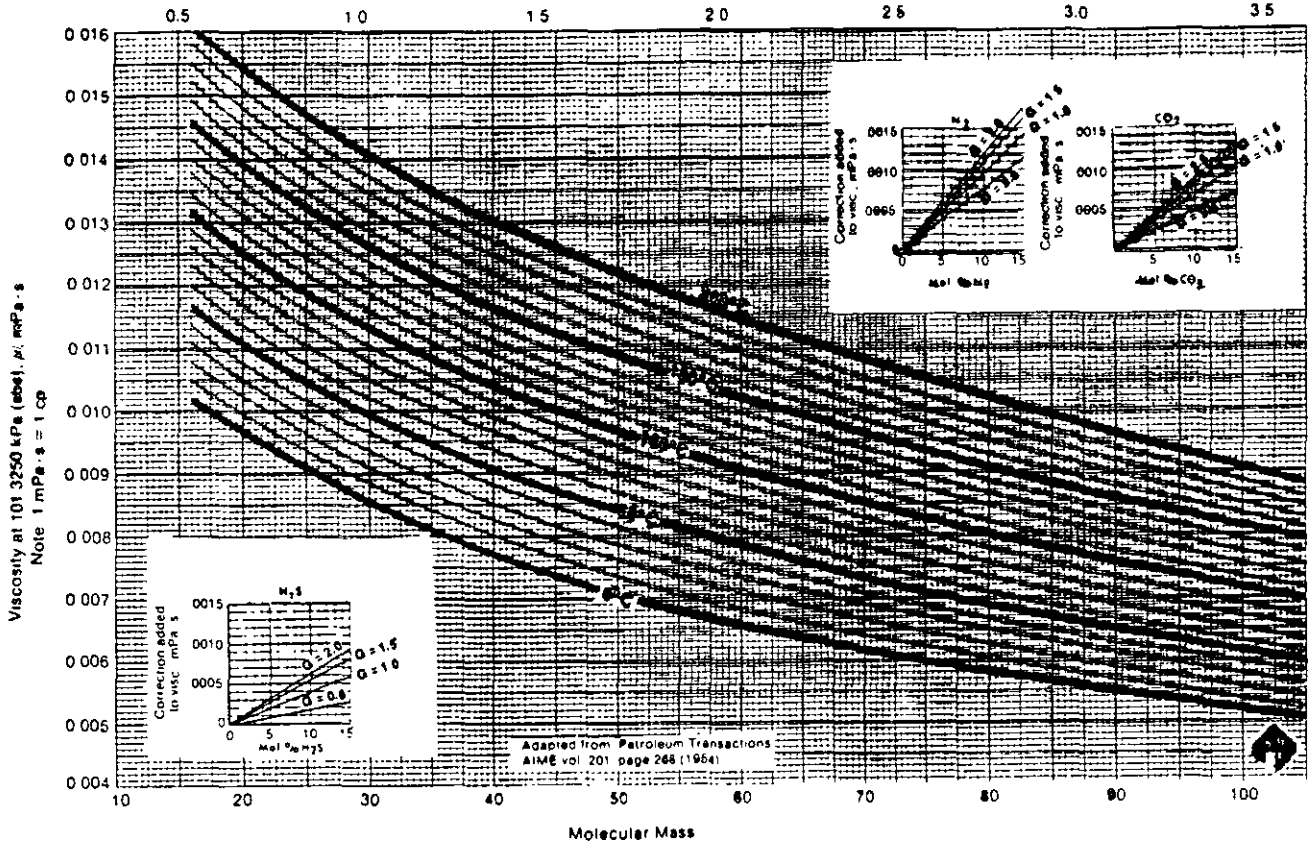
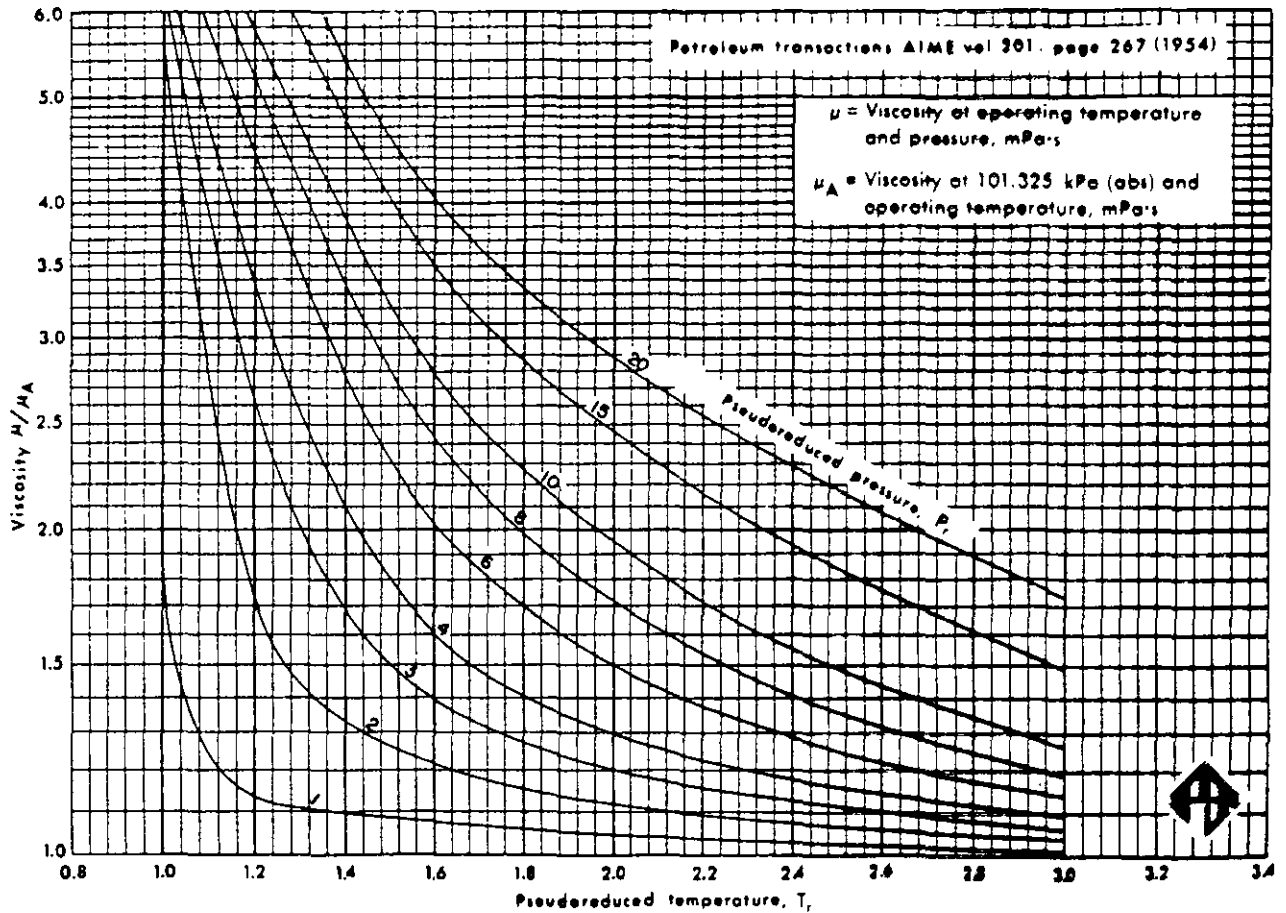


FIG. 16-26

Viscosity ratio vs pseudo reduced temperature



## Gross heating value of natural gases

The gross heating value, relative density, and compressibility factor of a natural gas mixture may be calculated from a complete compositional analysis of the mixture.

**Heating value**—The ideal gas heating value,  $H$ , is calculated:

$$H = x_1 H_1 + x_2 H_2 + x_3 H_3 + \dots + x_n H_n$$

Where:

$x_1, x_2, \dots, x_n$  = the mole fractions of the components

$H_1, H_2, \dots, H_n$  = ideal gas heating values of the components listed in Fig. 16-32.

The ideal gas heating value,  $H$ , is corrected to the real gas heating value,  $H_r$ , by dividing by the compressibility factor,  $Z$ , for the gas mixture at 15°C and 101.325 kPa (abs):

$$H_r = H/Z$$

**Relative density**—The ideal gas relative density,  $G$ , is calculated:

$$G = x_1 G_1 + x_2 G_2 + x_3 G_3 + \dots + x_n G_n$$

where:

$x_1, x_2, \dots, x_n$  = the mole fractions of the components

$G_1, G_2, \dots, G_n$  = ideal gas relative densities of the components listed in Fig. 16-32.

The ideal gas relative density,  $G$ , is corrected to the real gas relative density,  $G_r$ , by dividing by the compressibility factor,  $Z$ , for the gas mixture at 15°C and 101.325 kPa (abs) and multiplying by the compressibility factor of air at the same conditions:

$$G_r = (G/Z) (0.9996)$$

**Compressibility factor**—The compressibility factor,  $Z$ , at 15°C and 101.325 kPa (abs) for gas mixtures of components listed in Fig. 16-32 may be calculated from composition as follows:

$$Z = 1 - (x_1 \sqrt{b_1} + x_2 \sqrt{b_2} + x_3 \sqrt{b_3} + \dots + x_n \sqrt{b_n})^2 + (2x_H - x_H^2) (0.0005)$$

Where:

$\sqrt{b_1}, \sqrt{b_2}, \dots, \sqrt{b_n}$  = summation factors for the components other than hydrogen, listed in Fig. 16-32.

$x_H$  = mole fraction of hydrogen

$b = 1 - Z$ , except for  $H_2$ , He, and  $CO_2$ .

## REFERENCES

1. "Calculation of Heating Value and Specific Gravity of Fuel Gases", Institute of Gas Technology Research Bulletin No. 32, D. M. Mason and B. E. Eakin, 1961.
2. GPA Publication 2172-72, "Tentative Method for Calculating Heating Value, Specific Gravity, and Compressibility of Natural Gas Mixtures From Compositional Analysis".

FIG. 16-27  
Thermal Conductivity of Natural Gases at 101.325 kPa (abs)

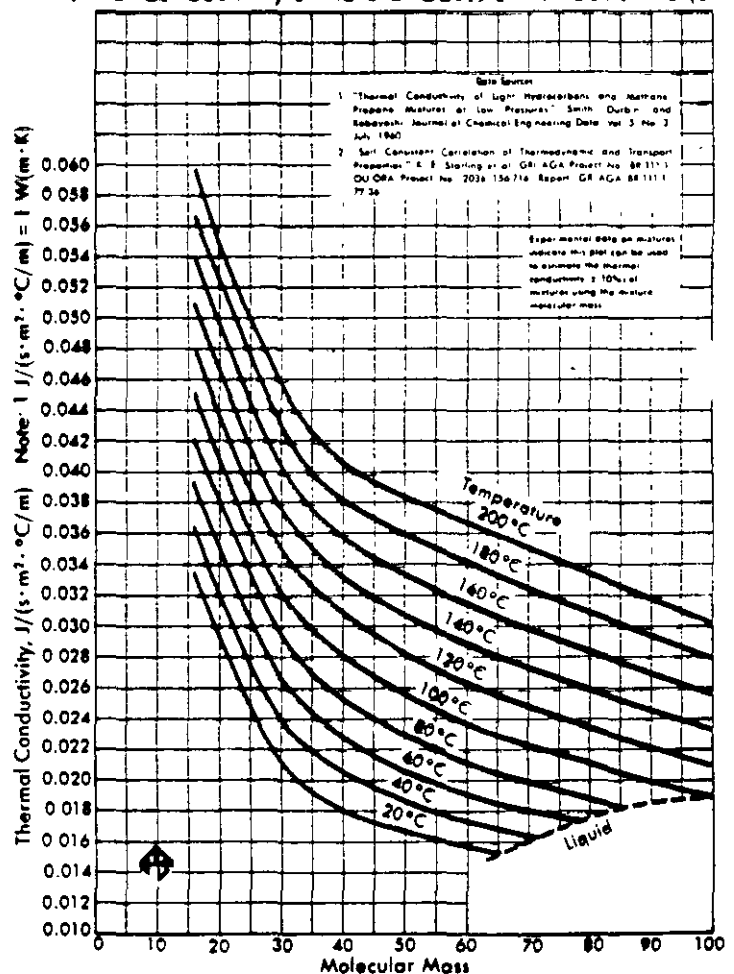
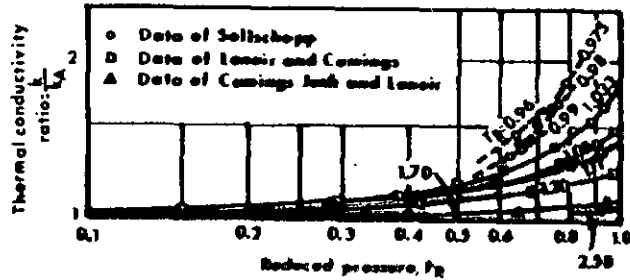
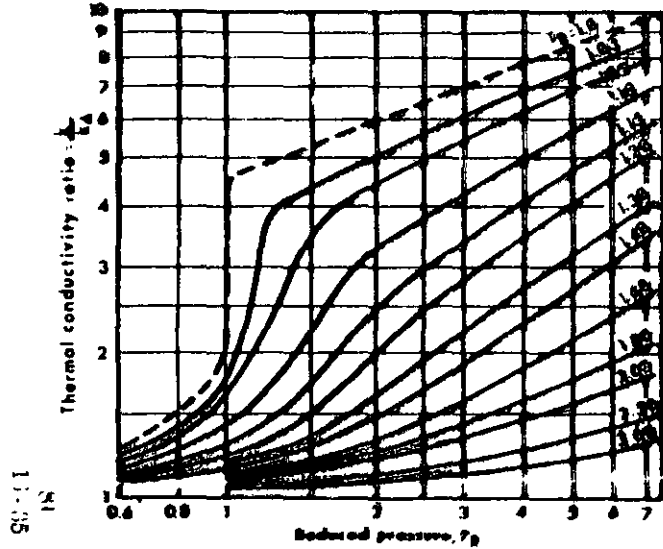


FIG. 16-28

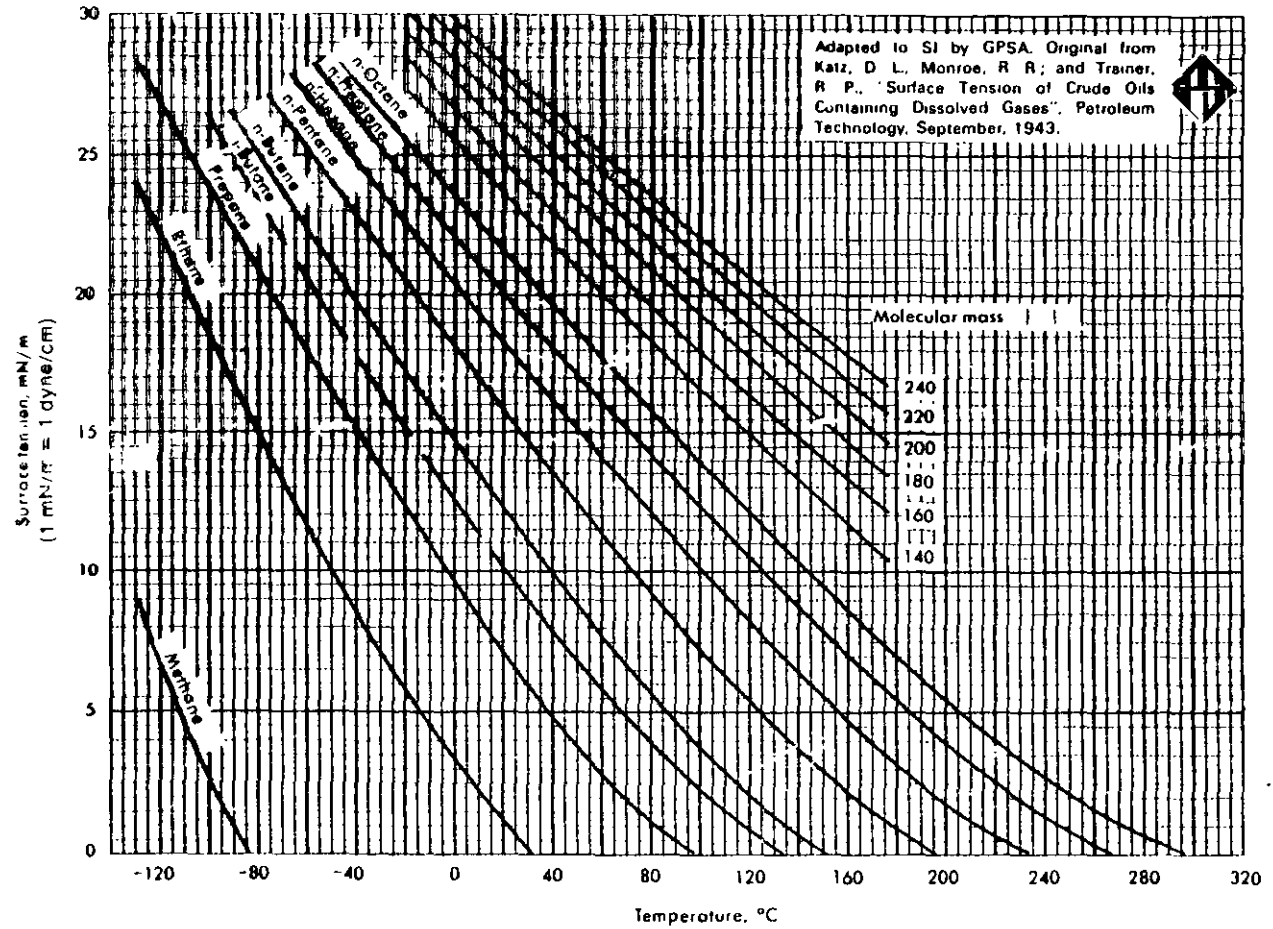
Thermal conductivity ratios for gases



Measurement & correlation of thermal conductivity of gases of high pressure Lenoir, Junk and Comings. Chem. Eng. Prog. vol. 49, no 10 539 (1953)

FIG. 16-29

Surface tension of paraffin hydrocarbons



Group contribution values for the calculation of parachors<sup>‡</sup>

Group	Increment
CH <sub>2</sub> in —(CH <sub>2</sub> ) <sub>N</sub>	
N < 12	40.0
N > 12	40.3
C	9.0
H	15.5
H in OH	10.0
H in HN	12.5
O	19.8
O <sub>2</sub> in esters	54.8
N	17.5
S	49.1
P	40.5
F	26.1
Cl	55.2
Br	68.0
I	90.3
Ethylenic bond	
Terminal*	19.1
2, 3—position	17.7
3, 4—position**	16.3
Triple bond	40.6
Carbonyl bond in ketones RCOR'	
Total C in—	
R + R' = 3	22.3
4	20.0
5	18.5
6	17.3
7	17.3
8	15.1
9	14.1
10	13.0
11	12.6
Single bond	0.0
Semipolar bond	0.0
Singlet Linkage	-9.5
Hydrogen Bridge	-14.4
Chain Branching, per branch	-3.7
Secondary—secondary adjacency	-1.6
Secondary—tertiary adjacency	-2.0
Tertiary—tertiary adjacency	-4.5
Alkyl Groups	
1—Methyl ethyl	133.3
1—Methyl propyl	171.9
1—Methyl butyl	211.7
2—Methyl propyl	173.3
1—Ethyl propyl	209.5
1, 1—Dimethyl ethyl	170.4
1, 1—Dimethyl propyl	207.5
1, 2—Dimethyl propyl	207.9
1, 1, 2—Trimethyl propyl	243.5
Ring closure	
3-membered ring	12.5
4-membered ring	6.0
5-membered ring	3.0
6-membered ring	0.8
7-membered ring	4.0

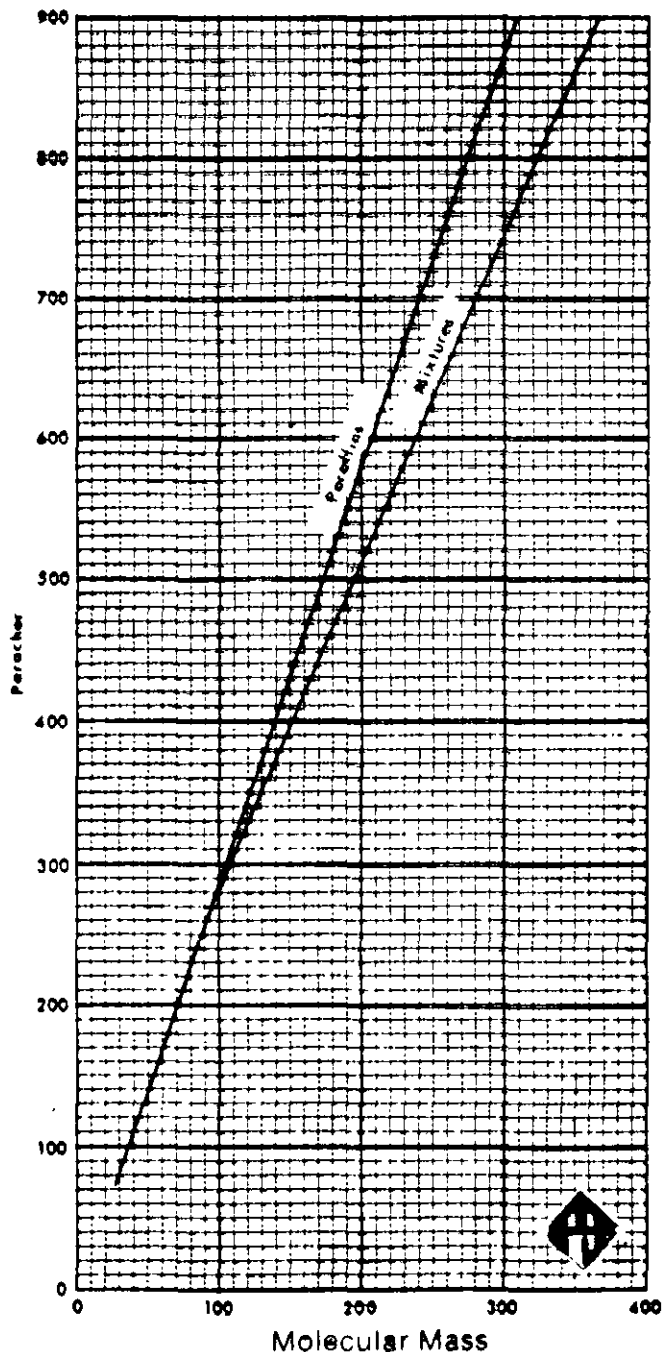
Group	Increment
Position differences in benzene:	
Ortho-meta	1.8-3.4
Meta-para	0.2-0.5
Ortho-para	2.0-3.8

\*Use this value for double bonds in cyclic compounds  
 \*\*Use 16.3 for double bonds in the 3, 4 or higher positions

‡From O. R. Quale, Chem. Revs., 53:439 (1953).

FIG. 16-31

Parachors for paraffins and mixtures





FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM  
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA

# CURSOS ABIERTOS

**CLAVE CA-333**

**DIPLOMADO EN USO Y MANEJO DE GAS NATURAL**

**NORMATIVIDAD NACIONAL PARA EL MANEJO DEL GAS NATURAL**

**TEMA**

**NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-008-SECRE-  
1999, CONTROL DE LA CORROSIÓN EXTERNA  
EN TUBERÍAS DE ACERO ENTERRADA Y/O  
SUMERGIDAS**

**DEL 5 DE ABRIL AL 13 DE MAYO**

**ING. ALFREDO SÁNCHEZ FLORES  
PALACIO DE MINERÍA  
ABRIL DE 2004**

Secretaría de Energía  
NORMA Oficial Mexicana NOM-008-SECRE-1999, Control de la corrosión

externa en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas  
Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.-

Secretaría de Energía  
Norma Oficial Mexicana NOM-008-SECRE-1999, Control de la corrosión externa en

tuberías de . acero enterradas y/o sumergidas.  
La Secretaría de Energía con la participación que le corresponde a la Comisión

Reguladora de Energía; con fundamento en los artículos 38 fracción II, 39, 40 fracción

XIII, 41 y 47 fracción IV de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 33

fracción IX de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1o. y 3o. fracción

XV de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía; 4o., 9o., 14 fracción IV y 16 de la

Ley Reglamentaria del artículo 27 constitucional en el ramo del Petróleo; 28, 34 y

segundo transitorio del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y

Normalización; 7o. y 7o fracción VII del Reglamento de Gas Natural; y 2o. y 31 del

Reglamento Interior de la Secretaría de Energía, aprobada por consenso del Comité

Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por

Medio de Ductos, en su sexta sesión ordinaria del 17 de noviembre de 1999, y

Considerando

Primero. Que con fecha 12 de noviembre de 1998, el Comité Consultivo Nacional

de Normalización de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por Medio de Ductos

publicó en el Diario Oficial de la Federación, el Proyecto de Norma Oficial Mexicana

NOM-008-SECRE-1998, Protección catódica de tuberías de acero enterradas y/o

sumergidas que conducen gas natural y gas licuado de petróleo;

Segundo. Que una vez transcurrido el término de 60 días a que se refiere el

artículo 47 fracción I de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, para recibir

los comentarios que se mencionan en el considerando anterior, el Comité Consultivo

Nacional de Normalización de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo

por Medio de  
Ductos, estudió los comentarios recibidos y, en su caso, modificó  
el proyecto de norma  
en cita;  
Tercero. Que con fecha 24 de diciembre de 1999, en el Diario Oficial de la  
Federación se publicaron las respuestas a los comentarios recibidos al Proyecto de  
Norma Oficial Mexicana NOM 008-SECRE-1999, Control de la corrosión  
externa en  
tuberías de acero enterradas y/o sumergidas;  
Cuarto. Que de lo expuesto en los considerandos anteriores, se concluye que se ha  
dado cumplimiento con el procedimiento que señalan los artículos 38, 44, 45, 47 y  
demás relativos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, por lo que se  
expide la siguiente: Norma Oficial Mexicana NOM-008-SECRE-1999, Control de la  
corrosión externa en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas.  
Norma Oficial Mexicana NOM-008-SECRE-1999, Control de la corrosión

externa en tuberías  
de acero enterradas y/o sumergidas.

Indice

0. Introducción

1. Objeto

2. Campo de aplicación

3. Referencias

4. Definiciones

5. Control de la corrosión externa en tuberías de acero

5.1 Recubrimiento anticorrosivo

5.2 Estructura a proteger

5.2.1 Tuberías nuevas

5.2.2 Tuberías existentes

5.2.3 Puenteos eléctricos

5.3 Tipos de protección catódica

5.3.1 Anodos galvánicos o de sacrificio

5.3.2 Corriente impresa

5.4 Aislamiento eléctrico

5.5 Criterios de protección catódica

5.6 Perfil de potenciales de polarización

5.7 Potencial tubo/suelo máximo permisible

5.8 Mediciones de corriente eléctrica

5.8.1 Medición de potenciales tubo/suelo

5.8.2 Medición de resistividad

5.8.3 Medición de corriente eléctrica

5.9 Funcionalidad del sistema



- 5.9.1 Previsiones para el monitoreo
- 5.9.2 Interferencia con otros sistemas
- 5.9.3 Cruzamientos
- 5.9.4 Defectos en el recubrimiento anticorrosivo
- 5.10 Operación, inspección y mantenimiento
- 5.10.1 Fuentes de energía eléctrica
- 5.10.2 Camas anódicas
- 5.10.3 Conexiones eléctricas
- 5.10.4 Aislamientos eléctricos
- 5.10.5 Recubrimientos
- 5.10.6 Levantamiento de potenciales
- 5.11 Seguridad
- 5.11.1 Medidas generales
- 5.11.2 Generación de gases peligrosos
- 5.11.3 Instalación en atmósferas peligrosas
- 5.11.4 Corto circuitos en instalaciones eléctricas
- 5.11.5 Señalización de instalaciones energizadas
- 5.12 Documentación
- 5.12.1 Historial del sistema de protección catódica
- 5.12.2 Interacción con estructuras y sistemas de otras dependencias
- 5.13 Registros
- 5.13.1 Funcionalidad del sistema de protección catódica
- 5.13.2 Modificaciones al sistema original
- 5.13.3 Reparación o reemplazo de algún componente del sistema de protección catódica
- 5.13.4 Estudios especiales
- 6. Vigilancia
- 7. Concordancia con normas internacionales
- 8. Bibliografía
- 9. Vigencia
- 0. Introducción

Las estructuras metálicas o tuberías de acero enterradas y/o sumergidas están expuestas a los efectos de la corrosión externa como consecuencia del proceso electroquímico, que ocasiona el flujo de iones del metal de la tubería al electrolito que la rodea. Para reducir este efecto, es necesario ejercer un control de los factores que influyen en el proceso de corrosión, donde la adecuada selección del material de la tubería y la aplicación de los recubrimientos son los primeros medios utilizados para evitar dicho daño. La función del recubrimiento es aislar la superficie metálica de la tubería del electrolito que la rodea. Además del recubrimiento anticorrosivos

e debe aplicar protección complementaria a la tubería mediante el uso de protección catódica. La implementación, instalación, operación y mantenimiento adecuado de l control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas o sumergidas han demostrado ser una herramienta eficaz que aumenta la confiabilidad de las tuberías destinadas al transporte de fluidos.

#### 1. Objeto

El objetivo de esta Norma es establecer los requisitos mínimos para la implementación, instalación, operación, mantenimiento y seguridad para el control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas.

#### 2. Campo de aplicación

Esta Norma es aplicable en la implementación, instalación, operación, mantenimiento y seguridad para el control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas. Esta Norma no es aplicable a las tuberías instaladas en el lecho marino.

Esta Norma establece los requisitos mínimos de seguridad para el control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas. No pretende ser un manual técnico y debe aplicarse con un criterio apoyado en prácticas de ingeniería internacionalmente reconocidas.

2.1 Cuando exista alguna variación entre los requerimientos de esta Norma con respecto a otras publicaciones, los requerimientos de esta Norma prevalecerán y se considerarán obligatorios.

#### 3. Referencias

NOM-008-SCFI-1993 Sistema general de unidades de medida.

NOM-S-PC-1-1992 Señales y avisos para protección civil; colores, formas y símbolos a utilizar.

NMX-S-14-SCFI-1993 Aplicación de los colores de seguridad.

NOM-Z-13-1977 Guía para la redacción, estructuración y presentación de las normas oficiales mexicanas.

NOM-003-SECRE-1997 Distribución de gas natural.

#### 4. Definiciones

- 4.1 Anodo: Elemento emisor de corriente eléctrica; es el electrodo de una celda en el cual ocurre el fenómeno de oxidación.
- 4.2 Anodo galvánico o de sacrificio: Metal con potencial de oxidación más electronegativo que el de la tubería por proteger y que al emitir corriente eléctrica de protección, se consume.
- 4.3 Aterrizamiento: Conexión eléctrica, intencional o no, entre un conductor y tierra (suelos y cuerpos de agua).
- 4.4 Anodo inerte: Electrodo auxiliar metálico o no metálico que forma parte del circuito de protección catódica y que se conecta a la terminal positiva de una fuente externa de corriente eléctrica directa.
- 4.5 Caída de voltaje: Cambio de potencial debido al paso de una corriente eléctrica "I" en un circuito de resistencia "R". Esta caída debe ser considerada para una interpretación válida en la medición de potenciales en los sistemas de protección catódica.
- 4.6 Cama anódica: Grupo de ánodos, ya sea inertes o galvánicos que forman parte del sistema de protección catódica.
- 4.7 Cátodo: Electrodo de una celda en el que ocurren las reacciones electroquímicas de reducción en un sistema de protección catódica.
- 4.8 Celda solar: Equipo que transforma la energía solar en energía eléctrica de corriente directa.
- 4.9 Corriente de protección catódica: Corriente eléctrica directa necesaria para obtener los valores del potencial de protección de una estructura metálica enterrada o sumergida en un electrolito.
- 4.10 Corriente parásita: Corriente eléctrica directa o alterna que proviene de otra fuente de energía distinta al circuito previsto y que llega a la tubería a través del electrolito o por contacto directo. Cuando en una tubería metálica entra una corriente eléctrica parásita se produce corrosión en aquellas áreas donde dicha corriente eléctrica abandona la tubería metálica para retornar a su circuito de origen.
- 4.11 Corrosión: Destrucción del metal por la acción electroquímica

de ciertas sustancias.

4.12 Defecto en el recubrimiento: Discontinuidad en el material anticorrosivo

que expone la superficie del metal al medio electrolítico que lo rodea.

4.13 Densidad de corriente: Corriente eléctrica directa por unidad de área,

expresada usualmente en miliamperios por metro cuadrado o miliamperios por pie cuadrado.

4.14 Derecho de vía: Franja de terreno donde se encuentra alojada una tubería enterrada o superficial.

4.15 Electrodo de referencia: Media celda electroquímica cuyo potencial es constante. Es un electrodo no polarizable.

4.16 Electrolito: Conductor iónico de corriente eléctrica directa. Se refiere al subsuelo o al agua en contacto con una tubería metálica enterrada o sumergida.

4.17 Estación de registro: Instalación para medir el potencial de la tubería ya sea natural o de polarización.

4.18 Estudio técnico: Documento derivado de la evaluación de variables usando principios de ingeniería.

4.19 Junta de aislamiento: Accesorio constituido de un material aislante que se intercala en el sistema de tubería para separar eléctricamente a la tubería a proteger.

4.20 Interfaces: Transición a la que se somete la tubería al cambiar de electrolito, pudiendo ser ésta tierra-aire, tierra-concreto-aire, aire-agua, tierra-agua, etc.

4.21 Material de relleno: Mezcla de materiales sólidos que envuelven en el ánodo para incrementar su conductividad eléctrica en el terreno donde se alojan.

4.22 Multímetro: Instrumento electrónico multifuncional con escalas para medir magnitudes eléctricas.

4.23 Norma: Esta Norma.

4.24 Polarización: Magnitud de la variación de un circuito abierto en un electrodo causado por el paso de una corriente eléctrica.

4.25 Potencial crítico: Voltaje de protección catódica de valor inferior en relación

al valor de cualquiera de los criterios de protección catódica.

4.26 Potencial natural: Potencial espontáneo (sin impresión de corriente eléctrica directa) que adquiere una estructura metálica al estar en contacto con un electrolito.  
También denominado potencial de corrosión.

4.27 Potencial tubo/suelo: Diferencia de potencial entre una tubería de acero enterrada y/o sumergida protegida catódicamente y un electrodo de referencia en contacto con el electrolito.

4.28 Protección catódica: Procedimiento eléctrico para proteger las estructuras metálicas enterradas o sumergidas contra la corrosión exterior, el cual consiste en establecer una diferencia de potencial para que convierta a las estructuras metálicas en cátodo, mediante el paso de corriente eléctrica directa proveniente del sistema de protección seleccionado.

4.29 Prueba de requerimiento de corriente: Aplicación de corriente eléctrica directa a la tubería por proteger catódicamente con el fin de cuantificar la corriente eléctrica de protección y determinar los alcances de protección para cada uno de los puntos de drenaje eléctrico.

4.30 Puenteo eléctrico: Conexión eléctrica entre tuberías mediante un conductor eléctrico y terminales fijas, con el fin de integrar en circuitos conocidos las tuberías adyacentes.

4.31 Punto de drenaje eléctrico: Sitio en el que se imprime la corriente eléctrica directa de protección a una tubería enterrada y/o sumergida.

4.32 Recubrimiento anticorrosivo: Material que se aplica y adhiere a la superficie externa de una tubería metálica para protegerla contra los efectos corrosivos producidos por el medio ambiente.

4.33 Rectificador: Equipo que convierte corriente eléctrica alterna en corriente eléctrica directa controlable.

4.34 Resistividad: Resistencia eléctrica por unidad de volumen del material. Las mediciones de esta propiedad indican la capacidad relativa de un medio para transportar corriente eléctrica.

4.35 Señalamiento: Avisos informativos, preventivos o restrictivos

para indicar la presencia del ducto y/o referencia kilométrica del desarrollo del ducto. Es posible que

los señalamientos estén dotados de conexiones eléctricas para funcionar como estaciones de registro de potencial.

4.36 Sistema de protección catódica: Conjunto de elementos como: ánodos

galvánicos o inertes, rectificadores de corriente eléctrica, cables y conexiones que

tienen por objeto proteger catódicamente una tubería de acero.

4.37 Tubería enterrada o sumergida: Es aquella tubería terrestre que está

alojada bajo la superficie del terreno o en el lecho de un cuerpo de agua (pantano, río,

laguna, lago, etc.). No se refiere a tuberías instaladas en el lecho marino.

4.38 Turbina generadora: Equipo de combustión interna que genera corriente

eléctrica directa para proporcionar protección catódica a la tubería.

5. Control de la corrosión externa en tuberías de acero

La prevención de la corrosión exterior en tuberías de acero enterradas y/o

sumergidas se lleva a cabo mediante la aplicación de recubrimientos anticorrosivos y

sistemas de protección catódica, con la finalidad de tener las tuberías de acero

enterradas o sumergidas en buenas condiciones de operación y seguras.

5.1 Recubrimiento anticorrosivo. El tipo de recubrimiento anticorrosivo se debe

seleccionar tomando en cuenta las condiciones de operación, la instalación, el manejo

y el escenario particular de exposición de la tubería por proteger, así como la

compatibilidad con la protección catódica complementaria.

5.1.1 Durante el manejo y almacenamiento de la tubería recubierta, ésta debe

estar protegida para evitar daños físicos.

5.1.2 Se debe realizar una inspección dieléctrica de acuerdo a las características del

recubrimiento anticorrosivo para determinar que no presente poros o imperfecciones.

En caso de detectarse imperfecciones se deben eliminar las reparaciones y realizar

nuevamente la inspección dieléctrica hasta su aceptación.

5.1.3 Cuando la tubería enterrada o sumergida quede expuesta a la

superficie en la parte de transición, entre el tramo aéreo y el enterrado (interfases suelo-aire), se debe aplicar un recubrimiento anticorrosivo en la parte expuesta que prevenga la corrosión.

## 5.2 Estructura a proteger.

5.2.1 Tuberías nuevas. Las tuberías nuevas enterradas y/o sumergidas deben ser recubiertas externamente y protegidas catódicamente, salvo que se demuestre mediante un estudio técnico realizado por el área técnica responsable del control de la corrosión externa, que los materiales son resistentes al ataque corrosivo del medio ambiente en el cual son instalados.

5.2.2 Tuberías existentes. Se deben establecer métodos de evaluación para determinar la necesidad de implementar programas adicionales de control de la corrosión y tomar las acciones correctivas de acuerdo con las condiciones prevalecientes.

Los métodos y acciones mencionados deben incluir, como mínimo, lo siguiente:

### a) Evaluación:

1. Se deben revisar, analizar y evaluar los resultados de la inspección y mantenimiento normales de las tuberías de acero protegidas catódicamente en

búsqueda de indicios de corrosión en proceso;

2. Los métodos de medición eléctrica más comunes incluyen:

.. Potencial tubo/suelo;

.. Resistividad del suelo;

.. Potencial tubo/suelo por el método de dos electrodos.

3. La funcionalidad de un sistema de protección catódica se debe monitorear de

acuerdo con lo indicado en los incisos 5.7 y 5.8 de esta Norma.

### b) Medidas correctivas:

1. Si se comprueba la existencia de áreas de corrosión en la tubería, se deben

tomar medidas correctivas para inhibirla, como por ejemplo:

.. Previsiones convenientes para la operación adecuada y continua del sistema de

protección catódica;

.. Mejoramiento del recubrimiento anticorrosivo;

.. Instalación complementaria de ánodos de sacrificio;

.. Utilización de fuentes de corriente impresa;

.. Delimitación con aislamientos eléctricos, y

.. Control de corrientes eléctricas parásitas.

5.2.3 Puentes eléctricos. Cuando en el derecho de vía existen varias tuberías y se requiere protegerlas catódicamente, se deben puentear eléctricamente, siempre que las dependencias, órganos o empresas encargados de los sistemas de tuberías estén de acuerdo y previamente se hayan realizado los estudios correspondientes. La integración de tuberías ya sean nuevas o existentes a otros sistemas de tuberías debe quedar documentada conforme con lo indicado en el inciso 5.12 de esta Norma.

La instalación del puenteo eléctrico se debe realizar de acuerdo a lo indicado en la definición del término puenteo eléctrico en el inciso 4.28 de esta Norma. Se deben proteger las áreas afectadas por las conexiones a cada tubo con un recubrimiento anticorrosivo compatible.

Es recomendable que en los puentes eléctricos que se ubiquen en las estaciones de registro de potencial se identifiquen los conductores eléctricos de cada una de las tuberías que se integran al sistema de protección catódica.

5.3 Tipos de protección catódica. Existen dos tipos de sistemas de protección catódica, los cuales se pueden emplear en forma individual o combinada:

- a) Anodos galvánicos o de sacrificio, y
- b) Corriente impresa.

5.3.1 Anodos galvánicos o de sacrificio. La fuente de corriente eléctrica de este sistema utiliza la diferencia de potencial de oxidación entre el material del ánodo y la tubería. La protección de las tuberías se produce a consecuencia de la corriente eléctrica que drena el ánodo durante su consumo.

En todos los casos, se debe asegurar que la diferencia de potencial disponible del sistema seleccionado sea suficiente para que drene la corriente eléctrica de protección, de acuerdo con lo indicado en el inciso 5.5.

5.3.2 Corriente impresa. Este sistema consiste en inducir corriente eléctrica directa a una tubería enterrada mediante el empleo de una fuente y una cámara de ánodos inertes que pueden ser de hierro, grafito, ferrosilicio, plomo y plata entre otros. La



fuentes de corriente eléctrica directa se conectan en su polo positivo a una cama de ánodos inertes y el polo negativo a la tubería a proteger.

5.4 Aislamiento eléctrico. La tubería de acero a proteger debe quedar eléctricamente aislada de cualquier otro tipo de estructura metálica o de concreto que no esté considerada en la implementación del sistema de protección catódica, tales como soportes de tubería, estructuras de puentes, túneles, pilotes, camisas de acero protectoras, recubrimiento de lastre, entre otros.

5.4.1 Las juntas aislantes se deben seleccionar considerando factores como su resistencia dieléctrica y mecánica, así como las condiciones de operación de la tubería.

Al realizar cualquier instalación de junta aislante se debe comprobar la ausencia de atmósfera combustible.

Las juntas aislantes se deben instalar en los lugares siguientes:

- a) En cabezales de pozos;
- b) En el origen de ramales;
- c) En la entrada y salida de la tubería en estaciones de medición y/o regulación de presión, de compresión y/o bombeo;
- d) En las uniones de metales diferentes para protección contra la corrosión galvánica;
- e) En el origen y final del sistema de tuberías que se deseen proteger para prevenir la continuidad eléctrica con otro sistema metálico, y
- f) En la unión de una tubería recubierta con otra tubería descubierta.

5.5 Criterios de protección catódica. Para proteger catódicamente a las tuberías enterradas y/o sumergidas se debe cumplir, como mínimo, con uno de los criterios siguientes:

Para ello se recomienda las técnicas de medición indicadas en el código NACE-TM-0497-1997.

- a) Un potencial tubo/suelo (catódico) mínimo de -850 milivolts, medido respecto de un electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre saturado (Cu/CuSO<sub>4</sub>), en contacto con el electrolito. La determinación de este voltaje se debe hacer con la corriente eléctrica de protección aplicada;

b) Un potencial de protección tubo/suelo (catódico) de -950 milivolts, cuando el área circundante de la tubería se encuentre en condiciones anaerobias y estén

presentes bacterias sulfato-reductoras;

Para una interpretación válida se debe efectuar la corrección a que haya lugar

debido a la caída de voltaje originada durante la medición;

c) Un cambio de potencial de polarización mínimo de -100 milivolts, medido entre la

superficie de la tubería y un electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre saturado

(Cu/CuSO<sub>4</sub>) en contacto con el electrolito.

Este cambio de potencial de polarización se debe determinar interrumpiendo la

corriente eléctrica de protección y midiendo el abatimiento de la polarización. Al

interrumpir la corriente eléctrica ocurre un cambio inmediato de potencial. La lectura

del potencial después del cambio inmediato se debe usar como base de la lectura a

partir de la cual se mide el abatimiento de la polarización.

Los periodos de suspensión de corriente eléctrica de protección durante los cuales

se puede realizar dicha medición están en el rango de 0.1 a 3.0 segundos.

5.6 Perfil de potenciales de polarización. Una vez instalado el sistema de

protección catódica se debe verificar el nivel de protección a lo largo de la trayectoria

de la tubería. Los valores de potencial obtenidos deben cumplir, como mínimo, con

alguno de los criterios indicados en el inciso 5.5 de esta Norma.

Con la información

anterior se debe elaborar el perfil inicial de potenciales de polarización y mediante su

análisis e interpretación se deben realizar los ajustes operacionales a que haya lugar

en el sistema seleccionado.

Se deben establecer pruebas de rutina para verificar el comportamiento del sistema

de protección catódica, tales como medición y registro de la demanda de corriente

eléctrica de protección, resistencia del circuito, condiciones operativas de la fuente de

corriente eléctrica directa y perfiles de potenciales de polarización. Lo anterior, con la

finalidad de identificar fácilmente los valores de subprotección o

sobreprotección en el ducto, así como contar con elementos de juicio técnicos para llevar a cabo pruebas y/o estudios adicionales.

El análisis e interpretación de los resultados de las pruebas antes mencionadas se deben efectuar de manera integral para efectos comparativos, con el objeto de determinar la tendencia de los parámetros monitoreados. Esta información se debe integrar en un expediente sobre la funcionalidad del sistema.

5.7 Potencial tubo/suelo máximo permisible. Este valor se fijará de acuerdo a las características particulares del recubrimiento anticorrosivo existente en la tubería.

No debe exceder al potencial de desprendimiento catódico o a valores de potencial más negativos que originen problemas colaterales. Como recomendación general, el valor

máximo de potencial no deberá exceder de -2.5 volts en condición de encendido con respecto de un electrodo de referencia o, -1.1 volts en la condición de apagado

instantáneo; ambos potenciales referidos a un electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre saturado (Cu/CuSO<sub>4</sub>), con el electrolito circundante de la tubería a proteger o protegida catódicamente.

Lo anterior, para reducir los efectos adversos tanto en el recubrimiento dieléctrico como en el ducto debido a una sobreprotección originada por el sistema de protección catódica.

5.8 Mediciones de corriente eléctrica. Durante las etapas de implementación, pruebas de campo, construcción, puesta en operación y seguimiento de la efectividad

de los sistemas de protección catódica de tuberías enterradas y/o sumergidas, se deben realizar estudios que involucren la medición de variables eléctricas tales como:

potencial tubo/suelo (natural y de polarización), resistividad, resistencia y corriente.

En esta sección de la Norma se describen los aspectos generales relacionados con la medición de estos parámetros.

5.8.1 Medición de potenciales tubo/suelo. Para la protección catódica de tuberías

metálicas enterradas y/o sumergidas en un electrolito, es necesario

o conocer la diferencia de potencial adquirida en la interfase tubo/suelo, tanto en ausencia de corriente eléctrica de protección (potenciales naturales o de corrosión), como en la impresión de corriente eléctrica (potenciales de polarización). Para efectuar la medición de esta diferencia de potencial se requiere utilizar una celda o electrodo de referencia.

En el caso de tuberías de acero enterradas o sumergidas enterradas, se debe utilizar la celda de cobre/sulfato de cobre saturado (Cu/CuSO<sub>4</sub>).

En los casos donde se utilicen electrodos de referencia diferentes al de cobre/sulfato de cobre saturado (Cu/CuSO<sub>4</sub>) se debe tomar en cuenta el potencial equivalente.

Entre los electrodos de referencia más usados encontramos los potenciales equivalentes siguientes:

a) KCl saturado (calomel) con un valor mínimo de potencial equivalente de: -0.78 volts.

b) Plata/ cloruro de plata con un valor mínimo de potencial equivalente de: -0.80 volts.

Se debe verificar cuando menos una vez al año el adecuado funcionamiento de los electrodos de referencia.

Los voltímetros utilizados en la medición de la diferencia de potencial tubo/suelo deben tener una alta impedancia de entrada. Se recomiendan impedancias de entrada no menores a 10 Mega Ohms.

Cuando se requiera conocer de manera continua la diferencia de potencial tubo/suelo, se debe utilizar un registrador de potencial mecánico o electrónico con rango y resistencia de entrada adecuados.

5.8.2 Medición de resistividad. e deben realizar mediciones de la resistividad del suelo, para ser usadas como apoyo en la implementación del sistema de protección catódica.

La tabla 1 proporciona datos indicativos de los efectos de corrosividad del suelo referidos a la resistividad del mismo.

Tabla 1

Relación entre la resistividad y corrosividad del terreno

Resistividad del suelo

(ohms/cm)

Corrosividad del suelo

0-1,000

Altamente corrosivo

1,000-5,000

Corrosivo

5,000-10,000

Poco corrosivo

10,000-en adelante

Muy poco corrosivo

5.8.3 Medición de corriente eléctrica. Durante las diferentes etapas en la

implementación de un sistema de protección catódica para un sistema de tubería se

deben efectuar, con la periodicidad indicada en los programas de operación y

mantenimiento de la empresa, las mediciones siguientes:

a) Corriente eléctrica alterna de alimentación al rectificador;

b) Corriente eléctrica directa en la tubería protegida;

c) Corriente eléctrica directa de salida del rectificador, y

d) Corriente eléctrica directa que drena cada ánodo y la que drena la cama anódica.

Para realizar las mediciones de corriente eléctrica directa se deben utilizar los

instrumentos de medición calibrados. La medición de corriente eléctrica en sistemas de

ánodos galvánicos se debe realizar utilizando un amperímetro de alta ganancia.

5.9 Funcionalidad del sistema. Para que un sistema de protección catódica sea

efectivo debe proporcionar una corriente eléctrica suficiente y una distribución

uniforme al sistema de tubería a proteger, evitando interferencias, cortos circuitos en

encamisados metálicos y daños en los aislamientos eléctricos así como en el

recubrimiento anticorrosivo.

Todos los sistemas de tubería de acero deben contar con un sistema de protección

catódica permanente en un plazo no mayor a un año posterior a la terminación de su

construcción. En suelos altamente corrosivos (0 a 2000 ohms/cm, presencia de

agentes promotores de la corrosión, etc.), se debe instalar un sistema de protección

catódica provisional con ánodos galvánicos en forma simultánea a la construcción del

sistema

de tubería. Este sistema provisional de protección catódica se debe sustituir, antes de un año después de terminada la construcción, por el sistema de protección catódica definitivo.

5.9.1 Previsiones para el monitoreo. Para determinar la eficacia del sistema de protección catódica, la tubería debe contar con estaciones de registro eléctrico para la medición de potenciales tubo/suelo. Cuando la tubería esté instalada a campo traviesa, dichas estaciones deben instalarse cada kilómetro sobre el derecho de vía de la tubería

y en todos los cruzamientos con estructuras metálicas enterradas, carreteras, vías de ferrocarril y ríos, en caso de ser posible.

Cuando la tubería esté instalada en zonas urbanas, las estaciones de registro

eléctrico se pueden instalar en banquetas, registros de válvulas o acometidas, en caso de ser posible.

Cuando las estaciones de registro eléctrico de protección catódica no se puedan

colocar de acuerdo a lo establecido en el párrafo anterior debido a impedimentos

físicos o geográficos, la estación de registro correspondiente se debe instalar en el sitio

accesible más cercano. La ubicación real de estos sitios se debe documentar y guardar

en archivo para futuras referencias.

Las estaciones deben contar con puntas de prueba, a efecto que faciliten la

medición de la corriente eléctrica del sistema de protección catódica en cada uno de los

puntos donde se aplique el sistema de protección seleccionado, previendo las

conexiones para la medición de la corriente eléctrica drenada por cada ánodo y la total

de la cama anódica. Las mediciones se realizarán como mínimo una vez al año.

5.9.2 Interferencias con otros sistemas. Cuando se vaya a instalar un sistema de

protección catódica de una tubería nueva se debe notificar a todas las compañías que

tengan estructuras metálicas enterradas y/o sumergidas cerca del área en donde se

vaya a alojar la tubería por proteger, con la finalidad de predecir

r cualquier problema de interferencia. La notificación debe contener, como mínimo, la información siguiente:

- a) La trayectoria que sigue el tendido de la tubería;
- b) La indicación de rutas de las tuberías a proteger y de cualquier estructura que se vaya a unir a la tubería para reducir alguna interferencia;
- c) El empleo de ánodos galvánicos o corriente impresa;
- d) La posición de la cama o ánodos;
- e) Las corrientes eléctricas esperadas, y
- f) La fecha de puesta en operación del sistema.

El personal encargado de la protección catódica debe estar atento para detectar indicios de interferencia con una fuente generadora de corriente eléctrica vecina. En áreas donde se sospeche la presencia de corrientes eléctricas parásitas se deben efectuar los estudios correspondientes, dentro de los que se encuentran:

- a) La medición de potencial tubo/suelo;
- b) La medición del flujo de corriente eléctrica en la tubería interferida, y
- c) La medición de las variaciones en la corriente eléctrica de salida de la corriente eléctrica de interferencia.

Los indicios más comunes de interferencia con una fuente vecina son:

- a) Cambios de potencial tubo/suelo;
- b) Cambios de magnitud o dirección de la corriente eléctrica;
- c) Defectos en el recubrimiento, y
- d) Daños locales por corrosión en el ducto.

Para mitigar los efectos mutuos entre las líneas de transmisión eléctrica y las tuberías de acero enterradas, la separación entre la pata de la torre o sistema de tierras de la estructura de la línea de transmisión eléctrica y el ducto debe ser mayor de 15 metros para líneas de transmisión eléctrica de 400 kilovolts, y mayor de 10 metros para líneas de transmisión eléctrica de 230 kilovolts y menores.

Cuando no sea posible lograr las distancias mínimas recomendadas, se debe realizar un estudio del caso particular para reforzar el recubrimiento de la tubería donde sea

necesario y, por ningún motivo, la distancia debe ser menor a 3 metros respecto de la pata de la línea de transmisión eléctrica.

Se deben realizar estudios para evaluar los efectos que pudieran causar las descargas eléctricas de alto voltaje, corrientes eléctricas inducidas, cruces y paralelismo con torres de transmisión eléctrica y otras estructuras. Se deben realizar estudios y las correcciones necesarias para resolver los problemas de interferencia eléctrica.

5.9.3 Cruzamientos. Se debe conocer el funcionamiento del sistema de protección catódica en los puntos de cruzamiento como son: calles, carreteras, vías de ferrocarril y ríos, debido a que en estos lugares, si tienen camisa metálica, se pueden propiciar aterrizamientos que provocarían una reducción en la efectividad del sistema de protección catódica.

Cuando existan cruzamientos y/o paralelismos con otras tuberías se debe verificar la interacción entre ambos sistemas mediante mediciones de potencial tubo/suelo y establecer las medidas correctivas para minimizar los efectos de la interacción.

5.9.4 Defectos en el recubrimiento anticorrosivo. Debido a que el recubrimiento anticorrosivo de la tubería está expuesto a daños y deterioros por factores tales como: absorción de humedad, esfuerzos del terreno y desprendimiento catódico, se deben realizar investigaciones tendientes a identificar, cuantificar y valorar los defectos del recubrimiento dieléctrico y sus efectos en la demanda de corriente eléctrica del sistema de protección catódica seleccionado, estableciendo la conveniencia de repararlos y/o administrar la protección catódica en esas áreas desnudas de la tubería.

Cualquier tramo de la tubería que quede desnudo o expuesto al medio ambiente, debe ser examinado en búsqueda de evidencias de corrosión externa, y dependiendo del estado del recubrimiento dieléctrico, se tomen las acciones correctivas mencionadas en el inciso 5.2.2 b) que garanticen la integridad de la tubería.

Cuando se detecten daños en el recubrimiento anticorrosivo que sean de una magnitud que justifique su reposición; se deben aplicar recubrimie



ntos anticorrosivos  
compatibles con el existente.

5.10 Operación, inspección y mantenimiento. Con el propósito de mantener la integridad de los sistemas de tuberías enterrados y/o sumergidos, la entidad encargada del sistema de protección catódica debe establecer, instrumentar y cumplir con los programas de inspección y mantenimiento periódico de los elementos que conforman los sistemas de protección catódica.

5.10.1 Fuentes de energía eléctrica. Cuando el sistema de protección es a base de corriente impresa con rectificador, las fuentes de energía eléctrica se deben inspeccionar cuando menos seis veces cada año calendario a intervalos que no excedan de dos meses y medio. Para tal efecto, se deben llevar registros de las condiciones de operación, así como cualquier ajuste operacional en el voltaje y/o corriente eléctrica de salida. En caso de que una fuente de corriente eléctrica falle, se deben realizar las medidas correctivas necesarias en conformidad con los códigos, reglamentos, normas y leyes aplicables.

La frecuencia de revisión de sistemas de protección catódica automáticos, fotovoltaicos, turbo generadores y supervisados a control remoto, se deberá realizar cuando menos una vez al año.

En caso de ocurrir cambios positivos de potencial se debe tomar acción inmediata, particularmente en los puntos de impresión de corriente eléctrica, ya que esto pudiera indicar una polaridad invertida en la fuente externa de corriente eléctrica directa.

5.10.2 Camas anódicas. Los dispositivos anódicos, por lo general, son instalados en forma permanente y no requieren de mantenimiento. Estos dispositivos deben ser

revisados y reemplazados cuando se presente una falla o concluya la vida útil. Se debe verificar la corriente eléctrica de salida de los ánodos y la corriente eléctrica total de la cama anódica, a fin de determinar si la cama anódica está funcionando correctamente.

Cuando se requiera, los ánodos de la cama anódica se deben humecta

r con la adición  
de agua limpia.

5.10.3 Conexiones eléctricas. Todas las conexiones eléctricas e interruptores de corriente eléctrica. se deben revisar como mínimo una vez al año y , en caso de existir alguna anomalía, se debe eliminar o corregir.

5.10.4 Aislamientos eléctricos. Los dispositivos de aislamiento eléctrico se deben verificar cuando menos una vez al año y reemplazar en caso de falla.

5.10.5 Recubrimientos. Se deben realizar inspecciones cuando menos cada seis meses del recubrimiento dieléctrico en todos los tramos de las tuberías que se encuentren en la superficie y en áreas expuestas. Cuando el recubrimiento se encuentre deteriorado se debe reemplazar o reparar.

5.10.6 Levantamiento de potenciales. Se deben efectuar mediciones de potenciales tubo/suelo a lo largo de la trayectoria de la tubería, a intervalos máximos de seis meses para zonas a campo traviesa y cada tres meses en zonas urbanas. Esta periodicidad puede ser modificada para condiciones particulares de l sistema de protección catódica o para zonas críticas en las que una falla del sistema resulte en una condición de riesgo para la seguridad de la población, así como para áreas en donde se hayan identificado y probado la existencia de potenciales de subprotección y que se requiera evaluar la efectividad de las medidas correctivas mencionadas en el inciso 5.2.2 b) aplicadas o en caso que se presente algún fenómeno de interacción eléctrica con sistemas ajenos al seleccionado.

5.11 Seguridad. Esta sección indica aspectos mínimos de seguridad que se deben considerar en los sistemas de protección catódica de tuberías enterradas y/o sumergidas.

Los sistemas de protección catódica durante sus distintas etapas involucran el uso de equipo energizado, dispositivos de aislamiento eléctrico, puentes eléctricos y mediciones de parámetros eléctricos los cuales pueden provocar daños al personal operativo por descargas eléctricas. Por ello estos trabajos se deb

en ejecutar por personal calificado y con experiencia en materia de obras e instalaciones eléctricas y de acuerdo a lo que establecen los reglamentos, códigos, normas y leyes aplicables.

El personal que realice actividades de protección catódica debe utilizar la ropa y equipo de protección personal apropiados para el manejo de equipo energizado.

El encargado del sistema de protección catódica deberá dar por escrito las

instrucciones de trabajo al personal que realice los trabajos referentes a la protección

catódica en donde se indiquen las labores encomendadas, los implementos y equipos

de seguridad aplicables así como el equipo y herramientas idóneas para el desempeño

de las funciones.

Cuando se requiera realizar una revisión o reparación en el sistema de protección

catódica que involucre un riesgo, el encargado de la protección catódica debe expedir

la autorización para la realización del trabajo respectivo.

5.11.1 Medidas generales. Las medidas de seguridad aplicables al equipo,

instalación y mantenimiento de los sistemas de protección catódica, deben considerar

que se tiene la posibilidad de descargas eléctricas, cortocircuito, producción de chispas

debidas a arcos eléctricos que puedan originar riesgos de incendio, toxicidad debida a

la generación de cloro en camas anódicas, voltajes y corrientes eléctricas inducidas por

líneas de transmisión eléctrica o sistemas de tierra localizados en las proximidades de

los ductos protegidos catódicamente, así como a condiciones meteorológicas, por lo

que se deberán tomar las medidas de seguridad siguientes:

a) Cuando se instalen dispositivos de aislamiento eléctrico en áreas donde se

anticipe una atmósfera combustible, se debe evitar la formación de arco eléctrico

conectando a tierra las instalaciones;

b) Los rectificadores utilizados en los sistemas de protección catódica deben ser de

doble devanado y conectados a tierra;

c) Las terminales energizadas deben estar aisladas para prevenir un contacto

accidental por parte del personal operativo, y

d) Para reducir el riesgo de daño a las personas por el gradiente de voltaje en la superficie del suelo circundante de las camas anódicas, se deben tomar las

precauciones siguientes:

1. Enterrar, a 90 centímetros como mínimo, los ánodos y el material de relleno que

constituyen la cama anódica, y

2. Aislar totalmente y proteger de daños mecánicos los cables eléctricos de interconexión.

Cuando exista la posibilidad de que se desarrollen voltajes inducidos que pudieran

causar un arco eléctrico en las juntas de aislamiento, se deben utilizar celdas

electrolíticas de puesta a tierra, celdas de polarización u otros dispositivos adecuados

para canalizar la energía a tierra.

5.11.2 Generación de gases peligrosos. En sistemas de protección catódica en los

que se instalen ánodos en pozo profundo se deben incluir venteos para evitar la

acumulación de gases de hidrógeno y cloro producto del desprendimiento, debido a

que pueden ser una condición de riesgo de explosión o intoxicación

5.11.3 Instalación en atmósferas peligrosas. La naturaleza eléctrica de los sistemas

de protección catódica representa el riesgo de una fuente de ignición en atmósferas

peligrosas (combustibles y/o explosivos), por lo que su instalación en esas áreas debe

satisfacer la clasificación eléctrica de áreas conforme a la NOM-001-SEMP-1994.

5.11.4 Corto circuitos en instalaciones eléctricas. El cortocircuito de juntas aislantes

constituye un riesgo potencial, por lo que, en caso de ser posible, dichas juntas se

deben instalar fuera de áreas peligrosas. Cuando no sea posible, se deben adoptar

medidas para evitar chispas o arcos eléctricos, como:

a) Conexiones de resistencia colocadas en gabinetes a prueba de fuego;

b) Arrestador de flama encapsulado;

c) Electrodo de zinc conectados a tierra en cada lado de la junta aislante, o

d) Una celda de polarización conectada a través de la junta aislante o a tierra.

Las superficies de la junta aislante deben estar encapsuladas para prevenir corto circuitos causados por herramientas.

5.11.4.1 Desconexión, separación o ruptura de la tubería protegida . La tubería

protegida catódicamente tiene una corriente eléctrica fluyendo a través de ella,

cualquier desconexión, separación o ruptura de la tubería interrumpe el flujo de corriente eléctrica, lo que puede provocar la generación de un arco eléctrico

dependiendo de la magnitud de la corriente eléctrica.

El transformador-rectificador que protege una sección de la tubería en la que se

realizará una modificación, mantenimiento o reparación debe ser apagado y se debe

instalar una conexión temporal. Es esencial que la conexión esté puesta a cada uno

de los lados de la separación y que permanezca conectada hasta que se termine el

trabajo y la continuidad eléctrica sea restaurada o hasta que el área quede libre de gas

y sin riesgo.

5.11.4.2 Equipo eléctrico. El equipo eléctrico instalado en un área de proceso debe

ser a prueba de fuego y estar certificado para su uso en el área, con base en la NOM-

001-SEMP-1994. En el área de proceso se deben utilizar interruptores de doble polo

para asegurar que ambos polos estén aislados durante el mantenimiento. Cada cable

que transporte corriente eléctrica de protección catódica se debe instalar de manera

que no se pueda realizar la desconexión dentro del área de riesgo sin suspender la

energía al sistema de protección catódica. Los cables deben estar protegidos

mecánicamente para prevenir su ruptura.

5.11.4.3 Instrumentos de prueba. Cuando se efectúen mediciones eléctricas para el

control de la protección catódica en atmósferas peligrosas, el equipo utilizado debe ser

intrínsecamente seguro, y antes de realizar los trabajos el área debe ser evaluada y

declarada libre de una atmósfera peligrosa.

5.11.5 Señalización de instalaciones energizadas. En los lugares donde se instalen

fuentes de corriente eléctrica para la protección catódica se debe

n colocar

señalamientos de advertencia visibles de acuerdo a la NOM-001-SEMP-1994.

#### 5.12 Documentación.

5.12.1 Historial del sistema de protección catódica. La entidad, órgano o empresa

responsable del sistema de protección catódica debe contar con la documentación que respalde todas las acciones realizadas desde la implementación, operación y

mantenimiento del sistema. Esta documentación debe estar bajo resguardo y

disponible para la autoridad competente que la requiera. La información debe contener

como mínimo lo siguiente:

##### a) Implementación:

.. Objetivo del sistema de protección catódica;

.. Especificaciones del recubrimiento dieléctrico así como de su instalación;

.. Ubicación y especificaciones de dispositivos de aislamiento eléctrico;

.. Pruebas previas a la implementación:

. 1) Localización de la tubería (plano, referencias geográficas, accesos, etc.);

2) Estudios de resistividades del suelo;

3) Resultados de pruebas de requerimiento de corriente eléctrica, ubicación y

características de camas anódicas provisionales, condiciones de operación de

la fuente de corriente eléctrica directa provisional, resistencia del circuito,

perfil de potenciales naturales y de polarización, potencial máximo en el

punto de impresión de corriente, y

4) Ubicación de estructuras metálicas ajenas a la tubería a proteger;

.. Memoria técnica del sistema de protección catódica (tiempo de vida, criterios,

ubicación de camas anódicas, número, dimensiones y tipo de los ánodos

utilizados, densidad de corriente eléctrica, resistencia total de circuito, por

centaje de área desnuda a proteger, especificación de materiales y equipo,

cálculos, recomendaciones, prácticas de ingeniería, normas, códigos,

reglamentos y regulaciones observadas durante la implementación);

.. Resultados de pruebas de interacción con otros sistemas eléctricos ajenos al

sistema de protección catódica (líneas de alta tensión, sistemas de tierras, estructuras metálicas vecinas protegidas o no catódicamente y dependencias involucradas);

b) Instalación:

.. Planos y diagramas del sistema de protección catódica tal y como fue instalado.

(Arreglos constructivos de la cama anódica, de la fuente externa de corriente

eléctrica directa, conexiones eléctricas cable-ducto, ducto-estación de registro

de potencial, puentes eléctricos entre ductos);

.. Permisos internos y externos;

.. Afectaciones a otras estructuras y/o sistemas de protección catódica a terceros;

.. Modificaciones constructivas, adecuaciones, y

.. Resultados de las pruebas durante la puesta en operación del sistema de

protección catódica y ajustes de campo.

En el caso de tuberías existentes se debe presentar la información que asegure que

el ducto se encuentra protegido catódicamente y que no presenta interacción con otros

sistemas eléctricos adyacentes a su trayectoria. Así mismo se debe establecer un

método permanente para completar la información documental requerida para ductos

nuevos.

5.12.2 Interacción con estructuras y sistemas de otras dependencias. Es esencial

que durante la planeación, instalación, prueba, puesta en marcha y operación de un

sistema de protección catódica se notifiquen dichas acciones a las entidades que

tengan a su cargo sistemas de tubería de acero enterradas, cables u otras estructuras

(ductos de agua, cableado telefónico, líneas de fibra óptica y líneas de alta tensión),

próximas a la instalación. Dicha notificación se debe realizar con una anticipación

mínima de un mes y por escrito.

Lo anterior, con el propósito de asegurar que el sistema sea instalado de tal manera

que la interacción de la protección catódica con sistemas y estructuras vecinas sea

mínima.

5.13 Registros. Los registros de control de la corrosión deben doc

umentar en forma clara, concisa y metódica la información relacionada a la operación,

mantenimiento y efectividad del sistema de protección catódica.

5.13.1 Funcionalidad del sistema de protección catódica. Se debe registrar la fecha

de puesta en servicio del sistema de protección catódica, los levantamientos de

potencial, inspecciones y pruebas realizadas para comprobar que no existen

interferencias y asegurar que los aislamientos, recubrimientos y encamisados se

encuentran funcionando satisfactoriamente.

Los registros del sistema de protección catódica se deben conservar durante el

tiempo que las instalaciones permanezcan en servicio.

5.13.2 Modificaciones al sistema original. Todas las modificaciones que se efectúen

al sistema de protección catódica original deben registrarse anotando la fecha y

modificación realizada, de manera que forme parte de la documentación conforme con

lo indicado en los puntos 5.13 y 5.13.1 de esta Norma, anexando memorias y planos

de ingeniería en caso de rehabilitaciones mayores como cambio de capacidad del

rectificador y cambio de ubicación de la cama anódica, entre otras

5.13.3 Reparación o reemplazo de algún componente del sistema de protección

catódica. Se deben registrar las reparaciones o reemplazos cuando las inspecciones y

pruebas periódicas realizadas indiquen que la protección no es efectiva. Dichas

pruebas pueden ser, entre otras:

a) Reparación, reemplazo o ajuste de componentes del sistema de protección

catódica;

b) Aplicación del recubrimiento en las áreas desnudas;

c) Interferencia de cualquier estructura metálica en contacto con la tubería y su

localización;

d) Reposición de los dispositivos de aislamiento dañados;

e) Acciones para corregir corto circuitos en tuberías encamisadas,

y f) Pruebas de interferencia con estructuras cercanas.

5.13.4 Estudios especiales. Se deben registrar todos los resultados obtenidos de



investigaciones especiales como son, entre otros: estudios de levantamiento de potenciales a intervalos cortos, inspección del recubrimiento dieléctrico mediante gradiente de voltaje de corriente eléctrica directa, así como cualquier otra investigación referente a la efectividad del sistema de protección catódica. Esta información debe formar parte del historial de la protección catódica del ducto.

#### 6. Vigilancia

La Secretaría de Energía, por conducto de la Comisión Reguladora de Energía, es la autoridad competente para vigilar, verificar y hacer cumplir las disposiciones contenidas en esta Norma.

En conformidad con lo previsto en el artículo 73 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la Secretaría de Energía, por conducto de la Comisión Reguladora de Energía, establecerá los procedimientos para la evaluación de la conformidad del control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas.

#### 7. Concordancia con normas internacionales

La presente Norma no coincide con ninguna norma internacional; sin embargo, para su elaboración se tomaron como base los códigos y estándares siguientes:

1. NACE RPO169, "Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems", 1992.
2. British Standard BS 7361 Cathodic Protection, Part 1 "Code of Practice for Land and Marine Applications", 1991.
3. ASME B31.8 "Gas Transmission and Distribution Piping Systems", 1995.
4. Department of Transportation "Pipeline Safety Regulations Part 192", 1995.

#### 8. Bibliografía

- 8.1 RPO169, "Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Systems", NACE Standard Recommended Practice. Houston, Texas, April 1, 1992.
- 8.2 Cathodic Protection, Part 1, Code of Practice for Land and Marine Applications. British Standard. Englewood, Colorado 1991.
- 8.3 Pipeline Safety Regulations, Part 192, Department of Transportation. U.S. December 7, 1995.

- 8.4 Gas Transmission and Distribution Piping Systems, ASME B31.8. New York, N.Y. December 7, 1995.
- 8.5 Norma Pemex No. 2.413.01. Sistemas de Protección Catódica, 1990.
- 8.6 Norma Pemex No. 3.135.01. Instalación de Sistemas de Protección Catódica, 1974.
- 8.7 Norma Pemex No. 07.3.13. Requisitos Mínimos de Seguridad para el Diseño, Construcción, Operación, Mantenimiento e Inspección de Tuberías de Transporte. Septiembre 1994.
- 8.8 Peabody, A.W., Control of Pipeline Corrosion. Houston, TX. NACE, 1967.
- 8.9 ASTM Standard G-8-72, Test for Cathodic Disbonding of Pipeline Coatings, 1990.
- 8.10 DOT Part. 192, Transportation of Natural and Other Gas By Pipeline; Annual Reports, Incident Reports and Safety Related Condition Reports. Parts. 192-459, 192-483, 192-485, 192-487 y 192-489, 1995.
- 8.11 RPO572, "Design, Installation, Operation and Maintenance of Impressed Current Deep Groundbeds", NACE Standard Recommended Practice. Houston, Texas, 1992.
- 8.12 RPO285, "Control of External Corrosion on Metallic Buried, Partially Buried, or Submerged Liquid Storage Systems", NACE Standard Recommended Practice. Houston, Texas, 1992.
- 8.13 RPO286, "The Electrical Insulation of Cathodically Protected Pipelines", NACE Standard Recommended Practice. Houston, Texas, 1992.
- 8.14 RPO188, "Discontinuity (Holiday) Testing of Protective Coatings", NACE Standard Recommended Practice. Houston, Texas, 1992.
- 8.15 TPC 11, "A Guide to the Organization of Underground Corrosion Control Coordinating Committees", 1992.
- 8.16 NACE Publication 10A190, "Measurement Techniques Related to Criteria for Cathodic Protection of Underground or Submerged Steel Piping Systems (as defined in NACE Standard RP0169-92)", 1992.

8.17 NACE Publication 10B189, "Direct Current (DC) Operated Rail Transit and Mine

Railroad Stray Current Mitigation", 1992.

8.18 NACE Item No. 54277, "Specialized Surveys for Buried Pipelines", 1992.

8.19 NACE item No. 54276, "Cathodic Protection Monitoring on Buried Pipelines",

1992.

8.20 SHREIR, L.L. Corrosion (2 vols.). London, Newnes-Butterworth, 1976.

8.21 MORGAN, J.H. Cathodic Protection. 2nd. ed., National Association of Corrosion

Engineers, 1987.

8.22 JACQUET, B. and MOORE, W.B.R. Effects of Earth Currents on Buried Pipelines

and Cables. CIGRE Study Committee No. 36. Paris, August 1986.

8.23 PARKE, M.E. and PEATTIE, E.G. Pipeline Corrosion and Cathodic Protection.

3rd.ed., Gulf Publishing, 1984.

9. Vigencia

Esta Norma Oficial Mexicana entrará en vigor a los 60 días naturales después de la

fecha de su publicación en el Diario Oficial de la Federación. ;

Atentamente

Sufragio Efectivo. No Reelección.

México, D.F., a 10 de enero de 2000.- El Presidente de la Comisión Reguladora de

Energía y Presidente del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural y

Gas Licuado de Petróleo por medio de Ductos, Héctor Olea.- Rúbrica



FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM  
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA

# CURSOS ABIERTOS

**CLAVE CA-333**

**DIPLOMADO EN USO Y MANEJO DE GAS NATURAL**

**NORMATIVIDAD NACIONAL PARA EL MANEJO DEL GAS NATURAL**

**TEMA**

**NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-009-  
SECRE202, MONITOREO, DETECCIÓN Y  
CLASIFICACIÓN DE FUGAS DE GAS NATURAL  
Y GAS L. P., EN DUCTOS**

**DEL 5 DE ABRIL AL 13 DE MAYO**

**ING. ALFREDO SÁNCHEZ FLORES  
PALACIO DE MINERÍA  
ABRIL DE 2004**

Secretaría de Energía

NORMA Oficial Mexicana NOM-009-SECRE-2002, Monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas natural y gas L.P., en ductos.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.-

Comisión Reguladora de Energía.

Norma Oficial Mexicana NOM-009-SECRE-2002, Monitoreo, detección y clasificación

de fugas de gas natural y gas L.P., en ductos.

La Comisión Reguladora de Energía, con fundamento en los artículos 38 fracción II,

39, 40 fracciones I y XIII, y 47 fracción IV de la Ley Federal sobre Metrología y

Normalización; 16 y 33 fracciones I, IX y XII de la Ley Orgánica de la Administración

Pública Federal; 1, 3 fracciones XV y XXII y 4 de la Ley de la Comisión Reguladora de

Energía; 4o., 9o., 14 fracción IV y 16 de la Ley Reglamentaria del Artículo 27

Constitucional . en el Ramo del Petróleo; 28 y 34 del Reglamento de la Ley Federal

sobre Metrología y Normalización; 1o., 7o. y 70 fracción VII del Reglamento de Gas

Natural; 1, 3, 6, 87 y 88 del Reglamento de Gas Licuado de Petróleo, y 3 fracción VI,

34 fracción XXII y 35 del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía, y

Considerando

Primero. Que con fecha 27 de diciembre de 1999, el Comité Consultivo Nacional de

Normalización de Gas Natural y de Gas Licuado de Petróleo por Medio de Ductos,

publicó en el Diario Oficial de la Federación el Proyecto de Norma Oficial Mexicana

PROY-NOM-009-SECRE-1999, Monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas

natural y gas LP en ductos, a efecto de recibir comentarios de los interesados.

Segundo. Que transcurrido el plazo de 60 días a que se refiere el artículo 47

fracción I de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización para recibir los

comentarios que se mencionan en el considerando anterior, el Comité Consultivo

Nacional de Normalización de Gas Natural y de Gas Licuado de Petróleo por Medio de

Ductos estudió los comentarios recibidos y, en los casos que estimó procedentes,

modificó el Proyecto de Norma en cita.

Tercero. Que la Norma fue aprobada por el Comité Consultivo Nacional de

Normalización de Gas Natural y de Gas Licuado de Petróleo por Medio de Ductos en la

octava sesión ordinaria celebrada el 21 de septiembre de 2000.

Cuarto. Que con fecha 22 de octubre de 2001, se publicaron en el Diario Oficial

de la Federación las respuestas a los comentarios recibidos al Proyecto de Norma

Oficial Mexicana PROY-NOM-009-SECRE-1999, Monitoreo, detección y clasificación de

fugas de gas natural y gas LP en ductos.

Quinto. Que como resultado de lo expuesto en los considerandos anteriores, se

concluye que se ha dado cumplimiento al procedimiento que señalan los artículos 44,

45, 47 y demás relativos a la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, por lo que

se expide la siguiente: Norma Oficial Mexicana NOM-009-SECRE-2002, Monitoreo,

detección y clasificación de fugas de gas natural y gas LP en ductos.

México, D.F., a 18 de enero de 2002.- El Presidente de la Comisión Reguladora de

Energía, Dionisio Pérez-Jácome Friscione.- Rúbrica.- Los Comisionados: Javier

Estrada, Rubén Flores, Raúl Necedal y Raúl Monteforte, este último, también

como Presidente del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural y

Gas Licuado de Petróleo por Medio de Ductos.- Rúbricas.

Prefacio

En la elaboración de la presente Norma Oficial Mexicana participaron las

dependencias e instituciones siguientes:

- Secretaría de Energía
- Comisión Reguladora de Energía
- Secretaría de Gobernación, Protección Civil
- Pemex Gas y Petroquímica Básica
- Instituto Mexicano del Petróleo
- Asociación Mexicana de Gas Natural A.C.

Indice

0. Introducción

1. Objetivo

2. Campo de aplicación

3. Referencias

4. Definiciones

5. Detección de fugas

6. Instrumentos para detección de fugas
7. Clasificación de fugas y criterios de acción
8. Historial de fugas y lineamientos para autoevaluación
9. Bibliografía
10. Concordancia con normas internacionales
11. Vigilancia
12. Vigencia

Norma Oficial Mexicana NOM-009-SECRE-2002, Monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas natural y gas L.P. en ductos

#### 0. Introducción

El gas natural y el gas Licuado de Petróleo (LP) son combustibles ampliamente utilizados en los sectores industrial, comercial, residencial y de transporte vehicular.

Para suministrar dichos combustibles oportunamente y en condiciones de seguridad y

eficiencia a los usuarios finales, son necesarios sistemas de transporte y distribución

por ductos. Cuando el gas se fuga del ducto que lo conduce ocasiona daños al medio y

se mezcla con el aire produciendo una atmósfera explosiva que representa un riesgo

para las personas y sus bienes en la zona afectada por la fuga.

Por lo anterior, se debe inspeccionar periódicamente los sistemas de transporte y

distribución por medio de ductos de estos gases combustibles, con el fin de detectar

fugas y clasificarlas para repararlas cuando sea necesario de acuerdo con el riesgo que

representan.

#### 1. Objetivo

Esta Norma Oficial Mexicana (NOM) establece los requisitos mínimos para el

monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas natural y gas LP en ductos, que

deben cumplir los permisionarios de los sistemas de transporte y distribución por

medio de ductos que operen en la República Mexicana.

#### 2. Campo de aplicación

Esta NOM se aplica a los sistemas de transporte y distribución de gas natural y gas

LP por medio de ductos que operen en la República Mexicana. El titular del permiso

correspondiente es el responsable del cumplimiento de la NOM y demás disposiciones

jurídicas aplicables.

#### 3. Referencias

La presente Norma Oficial Mexicana se complementa con las NOM siguientes

ientes:

NOM-003-SECRE-1997 Distribución de gas natural.

NOM-007-SECRE-1999 Transporte de gas natural.

#### 4. Definiciones

Para efectos de aplicación de esta NOM se establecen las definiciones siguientes:

4.1 Acción inmediata: El envío sin retraso de personal calificado para evaluar y, en su caso, abatir el riesgo existente o probable derivado de una fuga de gas.

4.2 Espacio confinado: Cualquier estructura tal como registros de válvulas, túneles, cárcamos o registros de drenaje en la cual se puede acumular el gas.

4.3 Fuga de gas: Cualquier emisión de gas en un ducto, debido a fractura, ruptura, soldadura defectuosa, corrosión, sellado imperfecto o mal funcionamiento de accesorios y dispositivos utilizados en éste.

4.4 Gas: Gas natural o gas LP, según corresponda.

4.5 Gas LP: La mezcla de hidrocarburos compuesta primordialmente por propano y butano.

4.6 Gas natural: La mezcla de hidrocarburos compuesta primordialmente por metano.

4.7 Indicador de gas combustible: El instrumento capaz de detectar y medir la concentración de una mezcla de gas combustible en el aire.

4.8 Lectura: La indicación repetible en un instrumento de medición analógico o digital.

4.9 Límites de explosividad: Los valores, superior e inferior, de la concentración en volumen de gas disperso en el aire, entre los cuales se presenta a una mezcla explosiva.

4.10 Monitoreo de fugas: El conjunto de actividades que se realizan periódicamente para detectar y clasificar fugas de gas conducido en sistemas de transporte y distribución por ductos.

4.11 Permisionario: El titular de un permiso de transporte o de distribución de gas natural o de gas LP por ductos, en los términos del Reglamento de Gas Natural o del Reglamento de Gas Licuado de Petróleo.

4.12 Perforación de barra, pozo de muestreo o sondeo: La perforación de un



diámetro no mayor a 5 centímetros que se hace en el suelo cercano a una instalación subterránea, específicamente para verificar la existencia de gas debajo de la superficie del suelo con un indicador de gas combustible.

4.13 Subestructura asociada con el gas: El dispositivo o estructura subterránea utilizado en una instalación de gas para alojar, entre otros, registros con válvulas, estaciones de medición y regulación, cajas de pruebas y tubos encajados con ventilación, que no tiene como propósito almacenar, transportar o distribuir gas.

4.14 Subestructura no asociada con el gas: Las estructuras no relacionadas con el transporte o la distribución de gas, que se localizan debajo de la superficie del suelo, tales como, registros y ductos de instalaciones eléctricas, telefónicas, de señales de

tráfico, de agua y drenaje, a las cuales puede migrar y/o acumularse el gas y que no tienen como propósito alojar personas.

#### 5. Detección de fugas

Para la aplicación de esta NOM se establecen los valores de concentración de gas en porcentaje/volumen para los límites de explosividad de mezcla de gas natural y de gas

LP con aire, en la tabla siguiente:

Tabla 1.- Límites de explosividad en porcentaje/volumen de concentración de

gas en aire

Límite de explosividad

Gas natural

Gas LP (1)

Límite Inferior de Explosividad (LIE)

5

1.9

Límite Superior de Explosividad (LSE)

15

9.5

(1) Se refiere a las propiedades del gas propano.

5.1 Atención a reportes de fugas. El permisionario debe investigar en forma

inmediata cualquier notificación o aviso de terceros en el que se reporte olor a gas,

fuga, incendio o explosión que pueda involucrar a tuberías de gas u otras

instalaciones. Si la investigación confirma una fuga, ésta se debe

clasificar  
inmediatamente de acuerdo con el inciso 7.1 y tomar la acción correspondiente de acuerdo con las tablas 2, 3 y 4 de esta NOM.

5.1.1 Olores o indicaciones de otros combustibles. Cuando existan indicaciones de fuga de combustibles derivados del petróleo originados en otras instalaciones, se deben tomar las acciones siguientes para proteger la integridad física de las personas y de sus propiedades:

a) Informar de inmediato al operador de la instalación y, si es necesario, a los bomberos, policía y protección civil, y  
b) Cuando la tubería del permisionario esté conectada a una instalación ajena que tenga fuga de gas, el permisionario, para evitar riesgos, debe tomar de inmediato las acciones necesarias de acuerdo con la tabla 2 de esta NOM.

5.2 Recursos necesarios para efectuar la inspección. El permisionario, para realizar la inspección de sus instalaciones, debe disponer de los recursos siguientes:

5.2.1 Recursos humanos. Debe contar con personal suficiente, que reúna la calificación y experiencia requeridas para aplicar el método de inspección que se utilice.

5.2.2 Recursos materiales. Para la inspección de fugas en un sistema de ductos, se debe disponer de los recursos materiales siguientes:

a) Planos vigentes de la red de distribución o línea de transporte con escala y grado de detalle adecuados;

b) Equipos de detección de fugas adecuados para obtener información necesaria

para la localización y cuantificación de fugas de acuerdo con las características de sus instalaciones y los métodos de inspección que se apliquen, y

c) Equipo de transporte adecuado para la atención de fugas.

5.3 Métodos de detección de fugas. El permisionario puede aplicar para la detección de fugas en sus instalaciones, individualmente o combinados, los métodos siguientes:

a) Con indicadores de gas combustible;

i. Sobre la superficie del suelo

ii. Debajo de la superficie del suelo

- b) Inspección visual de la vegetación;
- c) Caída de presión;
- d) Burbujeo;
- e) Ultrasonido;
- f) Fibra óptica;
- g) Termografía infrarroja terrestre o aérea, y
- h) Perros adiestrados.

El permisionario puede emplear otros métodos siempre y cuando se apliquen de acuerdo con los procedimientos escritos que prueben que dichos métodos son tan eficaces como los de la lista anterior. La aplicación del método a decuado es

responsabilidad del permisionario, quien debe determinar que no existe fuga o en caso de que exista, ésta se debe detectar, localizar, clasificar y controlar inmediatamente.

5.3.1 Detección con indicadores de gas combustible. El equipo para realizar esta inspección puede ser portátil o móvil. El indicador debe ser del tipo y sensibilidad adecuados, de acuerdo con las instrucciones del fabricante, para el método de detección de gas natural o de gas LP que se aplique en la instalación inspeccionada.

5.3.1.1 Detección sobre la superficie del suelo. Para instalaciones subterráneas se debe tomar un muestreo continuo de la atmósfera al nivel del suelo sobre o lo más cerca posible de la instalación. Para instalaciones arriba del nivel del suelo, se debe tomar un muestreo continuo de la atmósfera adyacente a dicha instalación.

a) Para instalaciones subterráneas, se deben tomar muestras de la atmósfera a no más de cinco centímetros de la superficie del suelo, cuando sea posible, y en todas aquellas irregularidades del terreno que faciliten que el gas aflore. En áreas donde la tubería está debajo de piso terminado, entre otras: banquetas y calles pavimentadas, se deben tomar muestras del aire cercano a discontinuidades e irregularidades del piso, tales como: aberturas, ranuras, rupturas y grietas que faciliten que el gas aflore. Asimismo, se debe analizar el aire dentro de recintos cerrados alojados en aberturas del piso de bajo de su

nivel, cercanos a la tubería, v.g. pozos de visita, registros de drenaje, de instalaciones eléctricas, telefónicas y otros servicios.

b) El muestreo de la atmósfera superficial con indicador de gas se debe realizar a la velocidad y en condiciones atmosféricas adecuadas para que dicho muestreo sea correcto. La operación del indicador de gas debe realizarse de acuerdo con las instrucciones del fabricante. Se deben analizar muestras en los lugares especificados en el párrafo anterior.

5.3.1.2 Detección debajo de la superficie del suelo. El muestreo de la atmósfera debajo del piso se debe realizar en aberturas existentes y/o sondeos arriba y/o adyacentes a la tubería. Los pozos de muestreo se deben perforar lo más cerca posible a la tubería y lateralmente a no más de 5 metros del eje de la misma. A lo largo de la tubería los puntos de prueba se deben localizar a no más del doble de la distancia entre la tubería y la pared de edificio más cercana o 10 metros, la que sea más corta, pero en ningún caso el espaciamiento debe ser menor a 3 metros. El patrón del muestreo debe incluir puntos de prueba adyacentes a las conexiones de las líneas de servicio, acometidas a los edificios, cruzamientos de calles y conexiones de ramales. El apéndice describe el procedimiento para localizar fugas por perforación de barra.

5.3.2 Detección por inspección visual de la vegetación. Este método tiene por objeto detectar indicaciones anormales o inusuales en la vegetación que puedan haber sido causadas por la migración de gas. Dichas indicaciones de fugas de gas deben confirmarse usando un indicador de gas combustible. La inspección debe ser realizada por personal experto que tenga una buena visión del área que está inspeccionando y

sus alrededores. Para determinar la velocidad de recorrido se debe considerar lo siguiente:

- a) Trazo del sistema de transporte o distribución;
- b) Cantidad y tipo de vegetación, y
- c) Condiciones de visibilidad tales como: alumbrado, reflejo de luz

z, distorsiones u  
obstrucciones  
del terreno.

5.3.2.1 El método de inspección visual del estado de la vegetación sólo se puede aplicar en áreas en donde el crecimiento de la vegetación está bien definido. No se debe emplear cuando el grado de humedad del suelo sea anormalmente alto, cuando la vegetación está inactiva, o cuando está en periodo de crecimiento acelerado, como en el comienzo de la primavera.

5.3.3 Detección por caída de presión. Este método se aplica para determinar si una sección aislada de la instalación de gas pierde presión por fugas.

La sección seleccionada debe tener solamente una presión de operación y dicha sección debe aislarse antes de efectuar la prueba de caída de presión. Para determinar los parámetros de la prueba de caída de presión, se deben tomar en cuenta los criterios siguientes:

a) Presión de prueba. Si la prueba se realiza únicamente con el propósito de detectar fugas en la sección aislada, se debe hacer cuando menos a la presión de operación.

b) Medio de prueba. El medio debe ser compatible con los materiales de la tubería, debe estar libre de materiales sedimentarios y no debe dejar residuos que puedan dañar la instalación. El medio para realizar la prueba no debe ser inflamable, puede ser agua, aire o gas inerte, excepto cuando se utiliza el gas natural o gas LP que conduce la tubería, y

c) Duración de la prueba. El tiempo de la prueba debe ser suficiente para detectar la caída de presión debida a fugas. Para determinar el tiempo necesario para

realizar la prueba se deben considerar los factores siguientes:

I. El tiempo y volumen requerido para que el medio de prueba alcance la

presión de prueba;

II. El tiempo necesario para que el medio de prueba establezca su temperatura,

y

III. La sensibilidad del instrumento de prueba.

5.3.3.1 El método de caída de presión no localiza las fugas, por lo que se requiere una evaluación posterior con otro procedimiento que permita localizar las fugas para evaluarlas y clasificarlas.

5.3.4 Detección por burbujeo. Este método consiste en cubrir totalmente la tubería con una solución tensoactiva que forme burbujas, entre otras, agua jabonosa para señalar las fugas sobre la superficie expuesta de la instalación. La solución utilizada no debe dañar ni debe dejar residuos que posteriormente puedan producir corrosión en los materiales de la instalación probada.

5.3.5 Detección por ultrasonido. Este método consiste en la instalación de sensores ultrasónicos espaciados a lo largo de la tubería que pueden detectar la ocurrencia de una fuga en tiempo real, por la energía ultrasónica que se genera desde el momento en que ocurre. Las ondas viajan en todas direcciones del sitio de la fuga, lo que permite detectarlas a grandes distancias. Este método se puede acoplar a un sistema de geoposicionamiento.

5.3.5.1 Para probar una instalación de gas por ultrasonido se debe tomar en

consideración lo siguiente:

a) Presión en la tubería. Dado que al incrementarse la presión en la tubería, la magnitud de la energía ultrasónica generada por la fuga aumenta, los sensores

deben ser adecuados para la presión de trabajo de la instalación;

b) Localización de la instalación. Los objetos alrededor de la instalación bajo

prueba pueden reflejar o atenuar la energía ultrasónica generada dificultando la detección de la fuga;

c) Cantidad de fugas. La capacidad de detección de este método se reduce

conforme se incrementa el número de fugas en un área determinada, ya que

pueden producir un nivel alto de ruido ultrasónico debido al aumento de la

energía ultrasónica liberada por cada fuga, y

d) Tipo de instalación. Los equipos neumáticos y los operados con gas, entre

otros: compresores, motores y turbinas, generan energía ultrasónica

a. Se debe conocer la localización, cantidad y características de dichos equipos cerca de la instalación para determinar si el ruido ultrasónico que producen puede causar interferencia al equipo de detección de fallas. El área de prueba, se debe recorrer para verificar la posible presencia de interferencias.

5.3.5.2 El permisionario debe confirmar los resultados obtenidos por ultrasonido aplicando los métodos adecuados para detectar fugas en sus instalaciones.

5.3.6 Detección por fibra óptica. Este método consiste en la instalación de sensores y cable de fibra óptica en los ductos para monitorear, detectar y diagnosticar el desempeño de dichas instalaciones. Se usa para detectar y monitorear fugas de gas en tiempo real.

5.3.7 Detección por termografía infrarroja terrestre o aérea. Este método se usa en tuberías superficiales y subterráneas. Mide la energía térmica del gas natural o el gas LP mediante un espectrómetro de banda infrarrojo como elemento primario de detección. El instrumento puede acoplarse a un sistema de geoposicionamiento para ubicar las fugas.

5.3.8 Detección por medio de perros adiestrados. La raza Labrador es la más comúnmente usada ya que puede detectar el odorizante adicionado en la corriente del fluido. El perro localiza y rastrea el olor que sale por la fuga hasta el punto de máxima concentración.

6. Instrumentos para detección de fugas

El permisionario es responsable de utilizar los instrumentos indicadores de gas combustible adecuados para los métodos de detección de fugas que aplique en sus instalaciones, con el objeto de obtener información veraz, confiable y completa sobre las fugas de gas.

6.1 Mantenimiento de indicadores de gas combustible. El mantenimiento de estos instrumentos se debe efectuar de acuerdo con las instrucciones del fabricante y, entre otras acciones, se deben cumplir las siguientes:

a) Cada instrumento utilizado para detectar y evaluar fugas de gas

se debe operar de acuerdo con los instructivos del fabricante;

b) Revisar periódicamente los instrumentos cuando están en uso para asegurar que el suministro de energía eléctrica para su funcionamiento es adecuado;

c). Probar los instrumentos antes de usarse para asegurar que el sistema de muestreo esté libre de fugas y que los filtros no obstruyan el flujo de la muestra, y

d) Los instrumentos de ionización de flama de hidrógeno se deben probar cada vez que se encienden y durante la inspección.

6.2 Calibración de indicadores de gas combustible. Para la calibración de estos instrumentos se deben cumplir, entre otras, las recomendaciones siguientes:

a) Cada equipo utilizado para la detección y evaluación de fugas se debe calibrar de acuerdo con los instructivos del fabricante después de cualquier reparación o reemplazo de partes;

b) De conformidad con un programa regular en el que se considere el tipo del instrumento y su uso, los instrumentos de ionización de flama de hidrógeno y los indicadores de gas combustible, se deben calibrar al menos una vez al mes cuando están en uso, y

c) Se deben calibrar, cuando se sospeche que la calibración del instrumento ha cambiado.

## 7. Clasificación de fugas y criterios de acción

En este capítulo se establece el procedimiento por medio del cual las fugas son clasificadas y controladas. Cuando se detecta una fuga, el primer paso debe ser la delimitación del área afectada por la fuga; si el perímetro se extiende hacia un edificio, la inspección se debe continuar dentro del mismo. Cuando se confirma la fuga, se debe atender inmediatamente para localizarla, evaluarla y clasificarla de acuerdo con el inciso 7.1 de esta NOM.

7.1 Clasificación de las fugas. Basados en la evaluación realizada de la localización y magnitud de la fuga, ésta se debe clasificar con objeto de establecer



cer la prioridad de su reparación. La clasificación es la siguiente:

7.1.1 Grado 1. Son aquellas fugas que representan un peligro inminente para las personas o propiedades, por lo que, cuando se detectan deben ser reparadas inmediatamente y/o realizar acciones continuas hasta lograr que las condiciones dejen de ser peligrosas. Se considera peligrosa toda situación en la que haya probabilidad de asfixia, incendio o explosión en el área afectada por la fuga.

7.1.2 Grado 2. Esta clase de fugas no son peligrosas cuando se detectan, pero representan un riesgo probable para el futuro, por lo que se requiere programar su reparación para prevenir que se vuelvan peligrosas.

7.1.3 Grado 3. Esta clase de fugas no son peligrosas cuando se detectan y tampoco representan un riesgo probable para el futuro, por lo que, sólo es necesario reevaluarlas periódicamente hasta que sean reparadas.

7.2 Criterios para clasificar fugas y determinar acciones. Los lineamientos para clasificar y controlar fugas se describen en las tablas 2, 3 y 4 siguientes. Los ejemplos de condiciones de fuga que se presentan en dichas tablas son enunciativas mas no limitativas. El criterio y experiencia del personal operativo en el sitio donde ocurre la fuga es de suma importancia en la determinación del grado que se le asigne a la fuga y los criterios de acción indicados en dichas tablas.

7.3 Inspección subsecuente. Todas las reparaciones de fugas se deben probar, en su caso, antes de que la instalación entre en operación, para confirmar que no persiste la fuga de gas. En tuberías subterráneas, esta prueba se debe hacer antes de taparlas con tierra. Cuando entre en operación la instalación, se debe inspeccionar el área afectada por la fuga con un indicador de gas combustible. Donde haya gas residual después de la reparación de una fuga de grado 1, se debe permitir la ventilación y estabilización de la atmósfera del suelo para realizar una inspección subsecuente en un plazo que no debe exceder de un mes posterior a la reparación. En el caso de reparaciones de fugas de grado 2 o 3, el permisionario determinará

si es necesario  
efectuar una inspección subsecuente.

7.4 Cuando se reevalúa una fuga de acuerdo con los criterios de acción de las tablas 3 y 4, ésta se debe clasificar usando el mismo criterio que cuando la fuga fue descubierta.

Tabla 2. Fugas de grado 1

Ejemplo

Criterio de acción

1. Cualquier fuga que, a juicio del personal operativo en el sitio de la fuga, se considere un peligro inmediato.

2. Cualquier escape de gas que se haya encendido.

Requiere de acciones inmediatas para proteger la vida y propiedades de las personas, y de acciones continuas hasta lograr que las condiciones dejen de ser peligrosas.

3. Cualquier indicación de que el gas haya migrado al interior o debajo de un edificio o dentro de un túnel.

Debe notificarse a las autoridades competentes como son: la Comisión Reguladora de Energía, protección civil, policía y bomberos.

4. Cualquier indicación de presencia de gas en el lado exterior de la pared de un edificio, o donde es probable que el gas migre al lado exterior de la pared de un edificio.

La acción inmediata en algunos casos puede requerir de uno o más de los pasos siguientes:

5. Cualquier lectura mayor o igual que 80% (ochenta por ciento) del LIE del gas en un espacio confinado.

a) Puesta en marcha y coordinación del plan de emergencia del permisionario;

6. Cualquier lectura mayor o igual que 80% (ochenta por ciento) del LIE del gas en otras subestructuras pequeñas, no asociadas con el gas por las cuales es probable que el gas migre al lado exterior de la pared de un edificio.

b) Evacuación del área;

- c) Acordonamiento del área;
  - d) Desviación del tráfico;
  - e) Eliminación de las fuentes de ignición;
7. Cualquier fuga que pueda ser detectada por medio de la vista, oído u olfato, y que está en una localización que puede ser peligrosa para las personas y sus bienes.
- f) Ventilación del área, y
  - g) Suspensión del flujo de gas cerrando las válvulas o por otros medios.

Tabla 3. Fugas de grado 2

EJEMPLO

CRITERIO DE ACCION

1. Fugas que requieren tomar acciones antes de que ocurran cambios adversos en las condiciones de venteo del suelo, por ejemplo: una fuga que cuando se congele el suelo, es probable que el gas migre al lado exterior de la pared de un edificio.

Estas fugas se deben reparar en el transcurso de un año calendario pero en un tiempo no mayor a 15 meses de la fecha en que fue reportada.

Para determinar la prioridad en la reparación se deben seguir los criterios siguientes:

2. Se requieren tomar acciones en un plazo no mayor de 6 meses para reparar las fugas, cuando las lecturas del indicador de gas combustible, en porcentaje del LIE, tengan los valores siguientes:

- a) Cantidad y migración del gas;
- b) Proximidad del gas a edificios y estructuras debajo del suelo;

a) Mayor o igual de 40% (cuarenta por ciento) debajo de las banquetas en una calle cubierta de pared a pared con piso terminado, por ejemplo pavimento y/o concreto y la fuga no se califica como grado 1.

b) Mayor o igual de 100% (cien por ciento) debajo de la calle cubierta de pared a pared con piso terminado, por ejemplo pavimento y/o concreto, que

tiene una migración de gas significativa y la fuga no se califica como grado 1.

c) Menor de 80% (ochenta por ciento) dentro de subestructuras pequeñas no asociadas con el gas, donde es probable que el gas migre para crear un peligro futuro.

d) Entre 20% (veinte por ciento) y 80% (ochenta por ciento) en un espacio confinado.

e) Cualquier valor en una tubería que opere a 30% (treinta por ciento) o más de su Resistencia Mínima a la Cedencia, localizada en clase 3 o 4 (1) y la fuga no se califica como grado 1.

f) Mayor o igual de 80% (ochenta por ciento) en una subestructura asociada con el gas.

g) Cualquier fuga que a juicio del personal operativo en el sitio de la fuga, considere que tiene la magnitud suficiente para programar su reparación.

c) Extensión del piso terminado;

d) Tipo de suelo y condiciones del mismo (tales como la capa congelada, humedad y venteo natural), y

e) Concentración de fugas en un tramo de la instalación.

Las fugas grado 2 se deben reevaluar cuando menos una vez cada 6 meses, hasta que sean reparadas. La frecuencia de reevaluación se debe determinar de acuerdo con su localización, magnitud y condiciones de la fuga.

El grado de peligro potencial de las fugas grado 2 puede variar ampliamente.

Cuando son evaluadas de acuerdo con su localización, magnitud y condiciones, para algunas fugas grado 2 se puede justificar que su reparación se programe dentro de los siguientes 5 días. En cambio, para otras se puede justificar que su reparación se programe dentro de los siguientes 30 días. El responsable de programar la reparación debe cuidar las condiciones de la fuga durante el día en el cual se descubre dicha fuga.

Por otro lado, la reparación de muchas fugas grado 2, puede ser programada,

considerando su localización y magnitud, para realizarse con base en una rutina de mantenimiento, con inspecciones periódicas cuando sea necesario.

(1) NOM-003-SECRE-1997 y NOM-007-SECRE-1999.

Tabla 4. Fugas de grado 3

EJEMPLO

CRITERIO DE ACCION

Estas fugas requieren reevaluarse a intervalos periódicos cuando las lecturas del indicador de gas combustible, en porcentaje del LIE, tengan los valores siguientes:

a) Menor de 80% (ochenta por ciento) en subestructuras asociadas al gas.

b) Cualquier valor debajo de la calle en áreas que no están pavimentadas completamente, donde no es probable que el gas pudiera migrar al lado exterior de la pared de un edificio.

c) Menor de 20% (veinte por ciento) en un espacio confinado.

Estas fugas deberán ser reevaluadas en el siguiente monitoreo programado o en los 15 meses siguientes a la fecha en que fue reportada, lo que ocurra primero, hasta que la fuga sea reclasificada o no haya más lecturas.

8. Historial de fugas y lineamientos para autoevaluación

El permisionario debe conservar la documentación que demuestre que en cada

monitoreo de fugas se han considerado los resultados, conclusiones y acciones a seguir

establecidas en el monitoreo anterior, lo que ha resultado en un proceso ordenado y

congruente que ha contribuido a mejorar las condiciones de seguridad del sistema de

transporte o distribución de gas. El permisionario debe mantener actualizada esta

documentación histórica para proporcionar la información que la Comisión Reguladora

de Energía o la autoridad competente le requiera para verificar que sus programas de

mantenimiento cumplen con la NOM-003-SECRE-1997, Distribución de gas natural o

NOM-007-SECRE-1999, Transporte de gas natural, y las normas aplicables. Esta

documentación debe estar sustentada por los registros siguientes:  
8.1 Los registros de fugas deben contener al menos la información siguiente:

- a) La fecha de detección de la fuga, la fecha y la hora del reporte, el tiempo en que se atendió, el tiempo en que se investigó y el nombre de quién la investigó;
- b) La descripción detallada de la fuga, su localización, magnitud y grado que se le asignó;
- c) Tratándose de una fuga que deba ser reportada, la fecha y la hora del reporte telefónico a la autoridad competente y el nombre de quién lo hizo;
- d) Las fechas de las reevaluaciones antes de la reparación de la fuga y el nombre del responsable de dichas reevaluaciones;
- e) La fecha de reparación, el tiempo que llevó la reparación y el nombre del responsable de la reparación;
- f) Las fechas de revisiones posteriores a la reparación y el nombre de los responsables de dichas revisiones;
- g) El método usado para detectar la fuga (si fue reportado por terceros, el nombre y la dirección de quién reportó);
- h) La sección del sistema donde ocurrió la fuga (tubería principal, tubería de servicio, etc.);
- i) La parte del sistema en que ocurrió la fuga (tubería, válvula, conexión, estación de regulación, etc.);
- j) El material en el cual ocurrió la fuga (acero, plástico u otro);
- k) El origen de la fuga;
- l) La descripción de la tubería;
- m) El tipo de reparación efectuada;
- n) La causa de la fuga;
- o) La fecha de instalación de la tubería;
- p) Si tiene protección catódica operando, y
- q) La lectura del indicador de gas combustible.

8.2 Los registros de monitoreos de fuga deben contener al menos la información siguiente:

- a) La fecha en que se realizó el monitoreo;
- b) La descripción del sistema y del área monitoreada. Se deben incluir los planos y/o libros bitácora;

- c) Los resultados del monitoreo, las conclusiones y las acciones a seguir;
- d) Los métodos aplicados en el monitoreo, y
- e) El personal que efectuó el monitoreo.

8.2.1 Los registros de las pruebas de caída de presión deben contener al menos la información siguiente:

- a) El nombre del responsable de la prueba. En caso de que haya sido realizada por una empresa externa, el nombre de la empresa y el nombre de la persona responsable de la prueba;
- b) El medio de prueba usado;
- c) La presión de prueba;
- d) La duración de la prueba;
- e) Las gráficas de presión o los registros de las presiones medidas en la prueba, y
- f) Los resultados de la prueba.

8.3 Autoevaluación. El permisionario debe evaluar su programa de monitoreo de

fugas realizados para determinar la efectividad de dicho programa.

Esta autoevaluación debe realizarse cuando menos una vez al año de acuerdo con el procedimiento siguiente:

- a) Programa de monitoreo de fugas. Se debe asegurar que el programa de mantenimiento del sistema cumple con la NOM-003-SECRE-1997, Distribución de gas natural o con la NOM-007-SECRE-1999 Transporte de gas natural;
- b) Efectividad del monitoreo. Se debe asegurar que los monitoreos de fugas fueron efectuados de acuerdo con el programa y que los resultados fueron satisfactorios en todo el sistema;
- c) Programa de reparación. Se debe comprobar que las reparaciones de fugas fueron efectuadas de acuerdo con el programa y los procedimientos especificados;
- d) Efectividad de la reparación. Se debe verificar que las reparaciones de fugas fueron realizadas con la efectividad indicada en los procedimientos aplicados, y
- e) Registro histórico de fugas. Se debe mantener actualizado el historial de fugas.

## 9. Bibliografía

9.1 NOM-008-SCFI-1993, Sistema general de unidades de medida.

9.2 NMX-Z-013/1-1977, Guía para la redacción, estructuración y presentación de

las normas mexicanas.

9.3 Government of the United States of America, Code of Federal Regulations CFR;  
49 Department of Transportation DOT, Part 192 "Transportation of Natural and Other Gas by Pipeline", Minimum Federal Safety Standard, Subsection 192.723, 1999.

9.4 ASME B31.8, Appendix "M", Gas Transmission and Distribution Piping Systems, 1999 Edition.

9.5 SEDIGAS Detección y Clasificación de Fugas en Canalizaciones Subterráneas de Gas en Servicio.- Recomendación SEDIGAS RS-D-01, febrero 1989, España.

10. Concordancia con normas internacionales

Esta NOM no tiene concordancia con norma internacional alguna por no existir referencia en el momento de su publicación.

11. Vigilancia

La Secretaría de Energía, por conducto de la Comisión Reguladora de Energía, es la autoridad competente para vigilar, verificar y hacer cumplir las disposiciones contenidas en esta Norma.

En conformidad con el artículo 73 de la Ley Federal sobre Metrología y

Normalización, la Secretaría de Energía, por conducto de la Comisión Reguladora de Energía, establecerá el procedimiento para la evaluación de la conformidad con esta Norma.

12. Vigencia

Esta Norma Oficial Mexicana entrará en vigor a los sesenta días naturales

posteriores a la fecha de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

México, D.F., a 18 de enero de 2002.- El Presidente de la Comisión Reguladora de

Energía, Dionisio Pérez-Jácome.- Rúbrica.- Los Comisionados: Javier Estrada,

Rubén Flores, Raúl Necedal, Raúl Monteforte, este último, también como

Presidente del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural y Gas

Licuado de Petróleo por Medio de Ductos.- Rúbricas.

Apendice

Localización de fugas por perforación de barra

Este procedimiento se aplica para localizar el lugar preciso de fu



ga en instalaciones subterráneas y tiene por objeto minimizar la excavación para disminuir costos y evitar pérdida de tiempo en la localización y reparación de fugas. El permisionario es responsable de aplicar el procedimiento adecuado para localizar fugas por sondeos en sus instalaciones. Con fines informativos se presenta a continuación una descripción general de este procedimiento.

a) Se debe delimitar la zona de migración del gas realizando un muestreo de la atmósfera superficial con indicadores de gas combustible. Normalmente la fuga se localiza en esta área;

b) Se deben identificar todas las tuberías de gas dentro del área delimitada y localizar las válvulas, conexiones y accesorios, porque son los lugares con mayor probabilidad de fuga. Se debe poner especial cuidado para no dañar otras instalaciones subterráneas que estén dentro del área delimitada, durante la excavación y perforación para localizar fugas;

c) Se deben buscar en el área delimitada evidencias de construcción recientes que pudieran haber dañado la tubería de gas provocando la fuga. Se debe tomar en cuenta que el gas también puede migrar y ventilarse a lo largo de algunas zanjas de otros servicios subterráneos;

d) Se deben hacer perforaciones equidistantes sobre la línea de gas que se sospecha tiene fuga. Todos los pozos de muestreo deben tener igual profundidad y diámetro. Las muestras de gas deben tomarse a la misma profundidad y donde sea necesario los sondeos deben bajar hasta la profundidad del tubo para obtener lecturas consistentes y útiles. Para localizar la fuga de gas se identifican los sondeos con las lecturas más altas;

e) En caso de encontrar lecturas altas en varias perforaciones adyacentes se requiere de procedimientos adicionales para determinar cuál es la lectura más cercana al probable punto de fuga. Las lecturas de algunos sondeos disminuirán con el tiempo,

pero es conveniente acelerar este proceso extrayendo el exceso de gas de las perforaciones. Cuando se recupere el gas que está migrando dentro de las perforaciones se toman nuevas lecturas para determinar la perforación más cercana a la fuga. Este procedimiento se debe aplicar con precaución para evitar la distorsión del patrón de venteo;

f) Una vez identificado el lugar aproximado de la fuga, se deben hacer pozos de muestreo adicionales más profundos para determinar el lugar probable de la fuga con mayor exactitud;

g) Para determinar cuál de las perforaciones tiene el mayor flujo de gas se pueden hacer lecturas adicionales en la parte superior de ellas o usar un manómetro o solución tensoactiva que forme burbujas. Asimismo, pueden ser útiles otras indicaciones en los pozos, tales como: las partículas de polvo sopladadas, el sonido o sentir en la piel el flujo del gas. En ocasiones es posible distinguir la difracción de la luz solar cuando el gas se ventea a la atmósfera;

h) Cuando el gas se localiza dentro de algún conducto subterráneo ajeno a las tuberías de gas, se deben tomar muestras en todas las aberturas que se tengan disponibles en dicho conducto para aislar la fuga de gas;

i) Cuando se logran lecturas estables del indicador de gas se determina el patrón de venteo. El sondeo con la lectura más alta normalmente será el punto exacto de la fuga, y

j) Una vez descubierta, se puede usar cualquier procedimiento para localizar la fuga en la tubería, como el burbujeo para fugas pequeñas.

#### Medidas precautorias

En ocasiones, situaciones especiales pueden complicar las técnicas de localización

de fugas por sondeos. Estas situaciones no son comunes pero son factibles, entre

otras, se citan las siguientes:

a) Puede ocurrir una fuga múltiple que ocasione información confusa. Para eliminar esta posibilidad el área afectada debe revisarse después de reparada la fuga;

b) El gas se puede acumular en alguna cavidad y dar una indicación

elevada hasta  
que dicha cavidad es venteada;

c) Otros gases, tales como los que se forman por material orgánico en descomposición se pueden encontrar ocasionalmente, esto es característico cuando se encuentran lecturas constantes de entre 15 y 30% (treinta por ciento) de concentración gas en aire;

d) La indicación del gas en drenajes se debe considerar como gas de fuga migrando al drenaje, hasta que sea descartado por otros medios o por análisis, y

e) Cuando el procedimiento de localización de fugas por sondeos se utilizan para tuberías de gas LP, se debe tomar en cuenta que dicho gas es más pesado que el aire, por lo que permanece normalmente . debajo del aire, cerca del nivel de la tubería, pero cuando el suelo donde está dicha tubería tiene pendiente, el gas puede fluir hacia lugares bajos. El gas LP normalmente no se difunde rápidamente o migra lejos, por lo que la fuga usualmente se encuentra cerca de donde es detectado por el indicador de gas combustible. Si el gas se dispersa dentro de un conducto subterráneo tal como un sistema de drenaje, el gas puede viajar a grandes distancias.

---



FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM  
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA

# CURSOS ABIERTOS

**CLAVE CA-333**

**DIPLOMADO EN USO Y MANEJO DE GAS NATURAL**

**NORMATIVIDAD NACIONAL PARA EL MANEJO DEL GAS NATURAL**

**TEMA**

**NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-010-SECRE-  
202, GAS NATURAL COMPRIMIDO PARA USO  
AUTOMOTOR**

**DEL 5 DE ABRIL AL 13 DE MAYO**

**ING. ALFREDO SÁNCHEZ FLORES  
PALACIO DE MINERÍA  
ABRIL DE 2004**

Secretaría de Energía

Norma Oficial Mexicana NOM-010-SECRE-2002, Gas natural comprimido para uso automotor. Requisitos mínimos de seguridad para estaciones de servicio.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.-

Comisión Reguladora de Energía.

Norma Oficial Mexicana NOM-010-SECRE-2002, Gas natural comprimido para uso

automotor. requisitos mínimos de seguridad para estaciones de servicio. La Secretaría de Energía, por conducto de la Comisión Reguladora de Energía, con

fundamento en los artículos 38 fracción II, 40 fracciones I, XIII y XVIII, 41 y 47

fracción IV y 51 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 4o., 9o., 14

fracción IV y 16 de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del

Petróleo; 33 fracciones I y IX de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal;

1, 2 fracciones VI y VII, 3 fracciones XV y XXII y 4 de la Ley de la Comisión

Reguladora de Energía; 28 y 34 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y

Normalización; 1, 7 y 70 fracción VII del Reglamento de Gas Natural; 1, 2, 3 fracción

VI inciso a), y 34 y 35 del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía, y

Considerando

Primero. Que con fecha 19 de octubre de 2001, el Comité Consultivo Nacional de

Normalización de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por medio de Ductos, publicó

en el Diario Oficial de la Federación, el Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-

NOM-010-SECRE-2000, Gas natural comprimido para uso automotor.-

Requisitos

mínimos de seguridad para estaciones de servicio, a efecto de recibir comentarios de

los interesados (cancela y sustituye en la parte correspondiente a la Norma Oficial

Mexicana

NOM-031-SCFI-1994, Gas Natural Comprimido para uso Automotor. Requisitos de

Seguridad para Estaciones de Servicio e Instalaciones Vehiculares).

Segundo. Que transcurrido el plazo de 60 días a que se refiere el artículo 47

fracción I de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización para recibir los

comentarios que se mencionan en el considerando anterior, el Comité Consultivo

Nacional de Normalización de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por medio de

Ductos estudió los comentarios recibidos y, en su caso, modificó el Proyecto de Norma

en cita.

Tercero. Que con fecha 13 de agosto de 2002, se publicaron en el Diario Oficial

de la Federación las respuestas a los comentarios recibidos al Proyecto de Norma

Oficial Mexicana PROY-NOM-010-SECRE-2000, Gas natural comprimido para

uso

automotor. Requisitos mínimos de seguridad para estaciones de servicio (cancela y sustituye en la parte correspondiente a la Norma Oficial Mexicana NOM-031-SCFI-

1994, Gas natural comprimido para uso automotor.- Requisitos de seguridad para estaciones de servicio e instalaciones vehiculares).

Cuarto. Que como resultado de lo expuesto en los considerandos anteriores, se

concluye que se ha dado cumplimiento al procedimiento que señalan los artículos 38,

44, 45, 47 y demás relativos a la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, por lo

que se expide la siguiente Norma Oficial Mexicana NOM-010-SECRE-2002, Gas natural

comprimido para uso automotor.- Requisitos mínimos de seguridad para estaciones de

servicio, que cancela y sustituye en la parte correspondiente a la Norma Oficial

Mexicana NOM-031-SCFI-1994, Gas natural comprimido para uso automotor.- Requisitos de seguridad para estaciones de servicio e instalaciones vehiculares.

Norma Oficial Mexicana NOM-010-SECRE-2002, Gas natural comprimido para uso automotor.- requisitos mínimos de seguridad para estaciones de servicio

Indice

0. Introducción

1. Objetivo

2. Campo de aplicación

3. Referencias

4. Definiciones

5. Clasificación

6. Especificaciones y requisitos de seguridad

7. Métodos de prueba

8. Procedimientos de seguridad en la operación de una estación de servicio

9. Bibliografía

10. Concordancia con normas internacionales

11. Vigilancia

12. Vigencia

0. Introducción

Esta Norma Oficial Mexicana (la norma) se emite para regular los requisitos

mínimos de seguridad que deben cumplirse en las estaciones de servicio para el

suministro de gas natural comprimido a vehículos automotores.

1. Objetivo

Esta Norma establece los requisitos mínimos de seguridad que deben cumplir las

estaciones de servicio, instaladas en el República Mexicana con el fin de suministrar

gas natural comprimido para los vehículos automotores que lo utilizan como

combustible.

2. Campo de aplicación

Esta Norma aplica a los equipos, componentes y materiales utilizados para darle las

condiciones requeridas al gas natural comprimido para su uso, desde el punto de

recepción de un sistema de transporte o distribución de gas natural hasta el conector de llenado de gas natural comprimido.

### 3. Referencias

La presente Norma se complementa con las normas oficiales mexicanas, o las que

las sustituyan, siguientes:

NOM-001-SECRE-1997

Calidad del gas natural.

NOM-006-SECRE-1999

Odorización del gas natural.

NOM-008-SECRE-1999

Control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas.

NOM-011-SECRE-2002

Gas natural comprimido para uso automotor. Requisitos mínimos de seguridad en instalaciones vehiculares.

Nota: la NOM-011-SECRE-2002 se publica en el DOF en la misma fecha que la presente NOM.

NOM-001-SEDE-1999

Instalaciones Eléctricas (Utilización)

NOM-026-STPS-1998

Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación por fluidos conducidos en tuberías.

NOM-008-SCFI-1993

Sistema General de Unidades de Medidas.

NOM-002-STPS-2000

Condiciones de Seguridad-Prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo.

### 4. Definiciones

Para efectos de la aplicación de esta Norma se establecen las definiciones

siguientes:

4.1 Almacenamiento: Conjunto de recipientes que contienen el GNC destinado

para la carga a vehículos automotores y plataformas.

4.2 Alta presión: En las estaciones de servicio es la presión a la que se encuentra

el gas natural a partir de la primera etapa de compresión. En los vehículos es la

presión a la que el GNC se encuentra desde el cilindro de almacenamiento hasta la

última etapa de regulación de presión inclusive.

4.3 Autoridad competente: La Secretaría de Energía, por conducto de la Comisión Reguladora de Energía en los términos de las atribuciones asignadas

mediante el Reglamento Interior de dicha Secretaría.

4.4 Camisa: Ducto en el que se aloja una tubería de gas para protegerla de

esfuerzos externos.

4.5 Canal de venteo: Ducto o tubería que conduce hacia la atmósfera los desfogues de los dispositivos de relevo de presión.

4.6 Capacidad: El volumen nominal máximo que puede tener un recipiente.

4.7 Cilindro: Recipiente que se instala en el vehículo automotor para almacenar

GNC.

4.8 Conector de llenado: Aditamento del surtidor de GNC de la estación de servicio, que se conecta a la boquilla de recepción del vehículo automotor para cargar GNC en los cilindros de dicho vehículo automotor.

4.9 Condiciones base: Condiciones bajo las que se determinan las características del gas natural correspondientes a presión absoluta de 98,067 kPa y a temperatura de 293 K.

4.10 Disco de ruptura: Elemento cuya función es desfogar en su totalidad el contenido de un cilindro, recipiente o sistema de GNC al excederse la presión de operación máxima permitida, que puede estar integrado a las válvulas o puede estar instalado solo.

4.11 Dispositivo de relevo de presión: Elemento activado por presión usado para prevenir el exceso de presión arriba del máximo predeterminado.

4.12 Ducto eléctrico: Elemento por donde se conducen los cables eléctricos.

4.13 Estación dual: Estación de servicio en la que se pueden suministrar al mismo tiempo gas natural comprimido e hidrocarburos líquidos, principalmente gasolina y diesel.

4.14 Estación de llenado lento: Estación de servicio que comprime gas natural y en la que la operación de llenado de un vehículo se realiza, típicamente en varias horas.

4.15 Estación de llenado rápido. Estación de servicio que comprime gas natural y en la que la operación de llenado de un vehículo es comparable a aquella de combustibles líquidos.

4.16 Estación residencial: Estación de llenado lento de baja capacidad cuyo sistema de compresión contiene todos sus componentes en una sola unidad.

4.17 Estación de servicio: Instalación para suministrar GNC a vehículos automotores.

4.18 Fuente de ignición: Dispositivo, objetos o equipos capaces de proveer suficiente energía térmica para encender mezclas inflamables de aire-gas.

4.19 Fusible térmico: Dispositivo de seguridad accionado por temperatura, que permite desfogar el gas en caso de incendio. Debe fundir cuando se alcanza una temperatura de  $100^{\circ}\text{C} \pm 10^{\circ}\text{C}$ .

4.20 Gas inerte: Gas no combustible, ni tóxico, ni corrosivo.

4.21 Gas natural: Mezcla de hidrocarburos compuesta primordialmente por metano.

4.22 Gas natural comprimido (GNC): Gas natural que ha sido sometido a un proceso de compresión.

4.23 Instalación en estación de servicio: Equipo que se encuentra fijo en una estación de servicio, por ejemplo equipo de medición y regulación, recipientes de GNC,



sopladores, compresores, válvulas, tuberías y conexiones necesarias para llenar

recipientes para GNC, y transferirlo a los vehículos.

4.24 Instalación exterior: Instalaciones que forman parte de la estación de

servicio y que no están dentro del recinto.

4.25 Línea de combustible: Tubería, tubo flexible, mangueras y conexiones que

cumplen con las especificaciones para alimentación de GNC.

4.26 Manguera de alta presión: Manguera diseñada para soportar la presión de

operación máxima permitida. Puede tener tramado metálico y/o cubiertas de otro material.

4.27 Material no combustible: Material que en presencia de oxígeno y de una

fuerza de ignición no se quema, ni se consume y tampoco libera vapores o humos.

4.28 Memoria técnico descriptiva: Documento que contiene la información del

diseño de la estación del servicio basado en el cálculo de las presiones que soportan la

estación de regulación y medición; el sistema de compresión, almacenamiento,

surtidor y el sistema de seguridad contra incendio

4.29 Metro cúbico estándar: Un metro cúbico de gas a presión absoluta de 101.32 kPa y temperatura de 288.15 K.

4.30 Poste: Dispositivo utilizado para transferir GNC en las estaciones de llenado

lento, consta de una válvula de corte a través de la cual se derivan una o más

mangueras de alta presión para carga simultánea de GNC.

4.31 Presión de llenado: La presión alcanzada en los cilindros al momento de

llenado debe ser de 20 MPa (200 bar) para las estaciones sin sistema de compensación

de temperatura.

4.32 Presión de operación: Presión de GNC de 20 MPa (200 bar) a 25 MPa (250

bar) a una temperatura de 288.15 K (15°C).

4.33 Presión de operación máxima permitida: Presión máxima a la cual puede

operar un sistema de GNC de acuerdo con las especificaciones de diseño, bajo

condiciones de operación.

4.34 Prueba hidrostática: Ensayo al que se somete la instalación o sus componentes a un valor de presión predeterminado utilizando agua neutra y libre de

partículas en suspensión como elemento de prueba.

4.35 Prueba neumática: Ensayo al que se somete la instalación o componente a

un valor de presión predeterminado, utilizando aire, un gas inerte o GNC como

elemento de prueba.

4.36 Punto de rocío a la presión del recipiente: Temperatura a la cual el vapor

de agua empieza a condensarse, referida a la presión de servicio del recipiente.

4.37 Punto de transferencia: Punto donde se efectúa la conexión entre la boquilla de recepción del vehículo y el conector de llenado del surtidor

para transferir GNC de la estación de servicio al cilindro del vehículo.

4.38 Recinto: Area delimitada con estructura, construcción o malla, con el fin de restringir el acceso a su interior, en donde se encuentran el compresor y/o el sistema de almacenamiento en alta presión y sus aditamentos.

4.39 Recipiente: Contenedor estacionario, cilíndrico o esférico para almacenar GNC.

4.40 Regulador de presión: Dispositivo cuya función es reducir y controlar la presión del gas natural a un valor determinado a la salida, manteniéndolo dentro de límites previamente definidos.

4.41 Señalamientos diversos: Letreros con indicaciones informativas, preventivas o restrictivas.

4.42 SI: Los señalamientos informativos.

4.43 SP: Los señalamientos preventivos.

4.44 SR: Los señalamientos restrictivos.

4.45 Surtidor: Dispositivo utilizado para medir y transferir GNC de la estación de servicio a los vehículos, en el cual se muestra la cantidad entregada, el precio unitario y el importe total a pagar.

4.46 Temperatura de rocío: Temperatura a la cual el vapor de agua empieza a condensarse en una corriente de gas natural.

4.47 Trinchera: Canal de concreto con dimensiones adecuadas para alojar tubería con espacio suficiente para mantenimiento; debe contar con rejilla capaz de soportar el tráfico vehicular, asimismo, debe tener drenes para evitar que se acumulen líquidos en su interior.

4.48 Tubería enterrada: Es aquella cuyo lomo está a una distancia mínima de 0,46 (cero coma cuarenta y seis) m del nivel del piso terminado.

4.49 Tubería en trinchera: Es la que se aloja en el interior de la trinchera y cuyo punto superior debe estar a no menos de 0,1 (cero coma uno) m de la parte más baja del interior de la cubierta removible de la trinchera.

4.50 Válvula de corte: Dispositivo de cierre de paso de gas natural, puede ser de operación manual o automática.

4.51 Válvula de relevo de presión: Dispositivo que desfoga el exceso de presión, cuando ésta sobrepasa el nivel máximo predeterminado para los recipientes y para el sistema de compresión o despacho.

4.52 Válvula supresora de flujo: Dispositivo que impide el paso de GNC cuando existe una pérdida brusca de presión o un exceso de flujo.

5. Clasificación

Las estaciones de servicio se clasifican como sigue:

Tipo I Estación de llenado rápido;

Tipo II Estación de llenado lento;

Tipo III Estación dual, y

Tipo IV Estación residencial.

5.1 Las estaciones de llenado rápido están constituidas por los

componentes básicos

siguientes:

- a) Estación de regulación y medición;
- b) Sistema de compresión;
- c) Almacenamiento;
- d) Surtidor o poste;
- e) Sistema de paro de emergencia;
- f) Filtro a la entrada y salida del compresor;
- g) Sistema de seguridad contra incendio, y
- h) Componentes de seguridad de alarma.

Elementos optativos

- i) Panel prioritario;
- j) Panel secuencial;
- k) Secador de gas;
- l) Sistema de compensación de carga, y
- m) Odorizador.

El odorizador sólo será necesario en caso de que el gas no llegue odorizado a la estación.

La odorización se llevará a cabo de conformidad con la Norma Oficial Mexicana

NOM-006-SECRE-1999, Odorización del gas natural.

El secador de gas sólo será necesario cuando se requiera que el GNC de la

estación cumpla con el inciso 6.1.6 de esta Norma.

5.2 Las estaciones de llenado lento tienen los componentes básicos siguientes:

- a) Estación de regulación y medición;
- b) Sistema de compresión;
- c) Almacenamiento;
- d) Surtidor o poste;
- e) Sistema de paro de emergencia;
- f) Filtro a la entrada y a la salida del compresor;
- g) Sistema de seguridad contra incendio, y
- h) Componentes de seguridad de alarma.

Elementos optativos

- i) Panel prioritario;
- j) Panel secuencial;
- k) Secador de gas;
- l) Sistema de compensación de carga, y
- m) Odorizador.

El odorizador sólo será necesario en caso de que el gas no llegue odorizado a la estación.

La odorización se llevará a cabo de conformidad con la Norma Oficial Mexicana

NOM-006-SECRE-1999, Odorización del gas natural.

El secador de gas sólo será necesario cuando se requiera que el GNC de la

estación cumpla con el inciso 6.1.6 de esta Norma.

En las estaciones de servicio de llenado rápido y lento, el sistema de compresión puede ser optativo cuando dicha estación se reabastezca por medio de una plataforma.

5.3 Las estaciones duales están constituidas, por lo que toca al GNC, por los mismos elementos que las estaciones de llenado rápido del inciso 5.1 de esta Norma, o estaciones de llenado lento del inciso 5.2 de esta Norma, según sea el

Caso.

5.4 Las estaciones residenciales deben tener los componentes siguientes:

- a) Sistema de regulación y medición;
- b) Sistema de compresión;
- c) Filtros incorporados al sistema de compresión, y
- d) Componentes de seguridad incorporados en el sistema de compresión.

Estimado usuario observe este anexo gráfico en el archivo .pdf

5.5 Métodos de almacenamiento

A El almacenamiento de GNC a un solo nivel de presión puede estar contenido en

un recipiente grande o varios recipientes pequeños. Cuando se surte GNC todos

los recipientes de almacenamiento se vacían y su presión se reduce al mismo

tiempo.

B El almacenamiento de GNC en cascada tiene dos o más niveles de presión, y

cada nivel de presión puede tener uno o más recipientes grandes o varios recipientes pequeños. La secuencia de operación de las válvulas que conectan

los niveles de presión es controlada automáticamente por el panel secuencial.

Descripción del funcionamiento de un sistema en cascada.

El GNC se almacena en varios niveles de presión. Cada nivel de presión puede

tener uno o más recipientes:

a) Se llenan los recipientes con presión más alta y los de presiones menores

son llenados en secuencia mediante un control automático. Esta forma se llama llenado prioritario;

b) El GNC se debe surtir a los vehículos y a las plataformas desde la presión

más baja, cuando ésta disminuye a niveles que no permiten el llenado de

manera eficiente; el control automático cierra este recipiente y se abre el

recipiente con el nivel de presión superior. Este proceso se repite hasta que

el recipiente de mayor presión del sistema entre en operación. Cuando la presión en los recipientes no es suficiente para llenar el cilindro del vehículo, el control automático conecta el sistema de compresión directamente al vehículo para continuar con llenado lento, y

c) Cuando termina el llenado de vehículos, el sistema de compresión debe continuar trabajando para llenar el sistema de almacenamiento mediante el

panel prioritario.

6. Especificaciones y requisitos de seguridad

6.1 Los sistemas de las estaciones de servicio deben estar diseñados para operar a

presiones de llenado de GNC adecuadas para cilindros con presión de servicio de 20

MPa (200 bar) y/o 25 MPa (250 bar).

6.1.1 En las estaciones de servicio el llenado del cilindro no debe exceder la presión

de operación máxima permitida y debe cargarse de conformidad con la norma de

fabricación. La presión de llenado de los cilindros de los vehículos en una estación que

cuenta con un sistema de compensación de temperatura no debe exceder los 25 MPa

(250 bar); cualquiera que sea la temperatura.

6.1.2 Las instalaciones vehiculares deben cumplir con la Norma Oficial Mexicana aplicable.

6.1.3 La presión de GNC en los recipientes de la estación de servicio no debe exceder 34.5 MPa (352 kgf/cm<sup>2</sup>, 5 000 lb/plg<sup>2</sup>).

6.1.4 Los recipientes de GNC de la estación de servicio deben tener certificado de que han sido diseñados, construidos, inspeccionados, marcados y probados de acuerdo con alguna de las normas siguientes: ISO 9809; ASME Boiler and Pressure Vessel Code, sección VIII o sección X y DOT-3AA.

6.1.5 El GNC debe tener un olor distintivo suficiente para que su presencia sea detectada cuando la proporción en el aire no sobrepase la quinta parte del límite inferior de explosividad, de acuerdo con la NOM-006 SECRE-1999, Odorización del Gas Natural.

6.1.6 El GNC debe cumplir con la NOM-001-SECRE-1997, Calidad del gas natural.

6.1.7 Con objeto de evitar riesgos, los recipientes sujetos a presión deben cumplir con lo establecido en la NOM-122-STPS-1996, Relativa a las condiciones de seguridad e higiene para el funcionamiento de los recipientes sujetos a presión y generadores de vapor o calderas que operen en los centros de trabajo.

6.1.8 Los equipos principales indicados en los incisos 5.1, y 5.2, ambos del a) al h), y los materiales utilizados en éstos deben contar con un certificado o garantía del fabricante.

6.2 Estaciones de llenado rápido.

Las estaciones de servicio deben contar con la memoria técnico-descriptiva del diseño, construcción y cumplir con los requisitos mínimos de seguridad que se establecen a continuación:

6.2.1 Todos los recintos deben estar protegidos en forma perimetral para permitir el acceso sólo a personal autorizado, a fin de minimizar las posibilidades de daños personales, materiales y vandalismo.

6.2.2 Los dispositivos de control deben ser instalados de tal forma que el congelamiento interno, externo o las condensaciones no provoquen fallas de funcionamiento.

6.2.3 Los equipos de compresión deben ser diseñados para el manejo de gas natural a las presiones y temperaturas a las cuales se someten bajo condiciones de operación.

6.2.4 Los equipos de compresión deben tener válvulas de relevo de presión después de cada etapa de compresión, que se activen al alcanzar una presión de 1,2 (uno coma dos) veces la presión de operación de cada etapa de

compresión, mismas que deben desfogar al sistema de venteo de la estación.

6.2.5 Las válvulas de relevo de presión deben tener estampado la presión de relevo de acuerdo con la memoria de cálculo y certificado del fabricante.

6.2.6 Los equipos de compresión para gas natural deben estar equipados con controles de paro automático por alta presión de descarga y por alta o baja presión de succión.

6.2.7 Los equipos de compresión para gas natural deben estar equipados con controles de paro automático por alta temperatura de descarga en la última etapa.

6.2.8 Si el equipo de compresión cuenta con motor eléctrico, éste debe cumplir con las características establecidas en el inciso 6.2.69 de esta Norma.

6.2.9 Cuando los compresores sean activados por motores de combustión interna, el escape de sus gases de combustión debe estar localizado fuera del recinto en la parte superior del mismo, y debe contar con un sistema arrestador de flama; asimismo, debe estar lo más alejado posible del sistema de venteo de la estación y cumplir con los requisitos establecidos en el inciso 6.2.32 de esta Norma.

6.2.10 El equipo de compresión debe contar con un sistema automático de eliminación de condensados, para evitar el acarreo de líquidos a los recipientes.

6.2.11 El conector de llenado del surtidor no debe permitir el paso de gas natural cuando dicho conector no esté acoplado correctamente o se encuentre separado de la boquilla de recepción del vehículo.

6.2.12 Los surtidores de GNC deben estar localizados en una instalación exterior protegida, ver figuras típicas 1 y 2.

6.2.13 Los equipos de compresión, almacenamiento y carga deben estar localizados arriba del nivel del piso, no deben pasar sobre ellos líneas de transmisión de energía eléctrica, ni estar expuestos a la falla de estas líneas y deben tener una distancia mínima de 3 (tres) m al edificio más cercano o a la línea de colindancia.

6.2.14 Los equipos de compresión y almacenamiento, deben tener una distancia mínima de 6 (seis) m de la colindancia del predio a la banqueta más cercana, o bien de 3 (tres) metros cuando dichos equipos estén protegidos contra impactos de vehículos, y una distancia mínima de 15 (quince) m cuando se trate de hospitales, centros educativos y vías de ferrocarril.

6.2.15 Debe existir un espacio libre de por lo menos 1 (un) metro entre recipiente y otros componentes para tener acceso a todas las válvulas y conexiones.

6.2.16 Debe existir un espacio libre de por lo menos 1 (un) m entre las unidades de compresión para minimizar las vibraciones entre éstas.

6.2.17 No se permite usar material inflamable a una distancia menor de 3 (tres) m de los recintos.

6.2.18 Debe existir una separación mínima de 6 (seis) m entre el recinto y la pared exterior más cercana de tanques abiertos que contengan líquidos combustibles o inflamables.

6.2.19 Los surtidores deben estar montados sobre un módulo de abastecimiento, como mínimo con las características y distanciamientos que se muestran en las figuras típicas 3 y 4 y con una protección tubular contra choques sobre el sentido de

circulación de los vehículos. Asimismo, el distanciamiento entre el surtidor y la colindancia a la banqueta más cercana debe ser 3 metros.

Estimado usuario observe este anexo gráfico en el archivo .pdf  
Figura típica 1.- Techumbre, módulo de abastecimiento sencillo y distancias mínimas requeridas para estaciones de servicio de GNC.

Estimado usuario observe este anexo gráfico en el archivo .pdf  
Figura 2.- Módulo de abastecimiento para estaciones públicas de servicio.

Estimado usuario observe este anexo gráfico en el archivo .pdf

Estimado usuario observe este anexo gráfico en el archivo .pdf

6.2.20 El punto de transferencia debe guardar una distancia mínima de 3 (tres) m con la colindancia del predio y la banqueta. Se debe considerar que las áreas clasificadas como peligrosas queden localizadas dentro del predio y que no se obstruya la vialidad interna vehicular.

6.2.21 Los recintos deben estar contruidos a una distancia no menor de 2 (dos) m de los linderos del terreno o de cualquier construcción aledaña.

6.2.22 En caso de que los recintos tengan techo, éste deberá ser fabricado con estructuras ligeras de materiales no combustibles y deben cumplir con los requisitos de ventilación especificados en el inciso 6.2.23 de esta Norma.

6.2.23 Si los recintos tienen techo deben tener ventilación, natural o forzada, con capacidad para manejar un flujo de aire no menor a 1 (un) m<sup>3</sup>/min por cada 12 (doce) m<sup>3</sup> del volumen; esto corresponde a cinco cambios de aire por hora.

6.2.24 Los recintos deben contar con detectores de mezclas explosivas que accionen una alarma luminosa y sonora al alcanzar una mezcla de 0,5 (cero coma cinco) % en volumen de gas natural en aire. En caso de detectar una mezcla de 3 (tres) % se debe activar un sistema de bloqueo, el cual debe interrumpir la energía eléctrica a toda la estación y cerrar las válvulas de alimentación de

gas a los compresores, al sistema de almacenamiento y a los surtidores. Estos detectores deben contar con un indicador luminoso y/o sonoro, para señalar que dichos detectores están activados.

6.2.25 Las puertas de acceso al recinto deben tener letreros legibles y visibles, con las leyendas siguientes: "PELIGRO: NO FUMAR", "GAS NATURAL", "ACCESO SOLO A PERSONAL AUTORIZADO", "NO SE PERMITE FLAMA ABIERTA", de conformidad con lo establecido en la NOM-026-STPS-1998, Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías.

6.2.26 Los recipientes deben ser instalados sobre el nivel del piso apoyados sobre cimentaciones estables construidas con materiales no combustibles. Los recipientes horizontales no deben tener más de dos puntos de apoyo longitudinal, uno de los cuales debe permitir el movimiento longitudinal causado por la expansión o contracción del recipiente. En lugares donde existe riesgo de inundación, deben estar anclados en forma segura para evitar flotación y/o arrastre.

6.2.27 Todos los recipientes deben estar protegidos contra la corrosión por recubrimientos anticorrosivos o cualquier otro sistema equivalente que inhiba el ataque del medio ambiente.

6.2.28 Todos los recipientes o conjunto de recipientes a la misma presión deberán contar con un dispositivo de relevo de presión (válvula de desfogue, disco de ruptura, etc.) y, en su caso, fusible térmico.

6.2.29 Los recipientes horizontales deben estar separados como mínimo 0,2 (cero coma dos) m para permitir el acceso para mantenimiento, y cada uno debe estar dotado con una válvula de purga. Los recipientes verticales deben estar contenidos en una estructura o canasta construida con material resistente y protegido contra la corrosión que se pueda manejar como una sola pieza. Los recipientes deben estar separados por una protección de hule, que impida el contacto entre sí.

6.2.30 No se deben acumular líquidos debajo de los recipientes.

6.2.31 Los dispositivos de relevo de presión que se encuentran dentro del recinto, deben estar conectados a un canal de venteo dirigido al exterior y después vertical hacia arriba que desfogue a una altura no menor de 0,7 (cero coma siete) m del punto más alto del recinto. Los canales de venteo deben tener un arreglo para evitar la entrada de lluvia, objetos extraños y polvo.

6.2.32 Los desfuegos de los canales de venteo deben estar orientados a un área de descarga segura, tomando en cuenta los vientos dominantes de la zona. Se debe



cuidar que el flujo de gas no esté dirigido hacia edificios, equipos o áreas que puedan estar ocupadas por el público.

6.2.33 Como medida de seguridad se deben instalar manómetros en los puntos siguientes:

- a) Receptor de la línea de abastecimiento;
- b) Descarga de cada etapa del compresor;
- c) En todos los recipientes o en la línea de conexión, y
- d) En todos los surtidores.

Los manómetros deben ser capaces de medir por lo menos 1,2 (uno coma dos)

veces la presión de disparo del dispositivo de relevo de presión del sistema. En la

conexión de entrada, deben tener un orificio que no exceda a 1,4 (uno coma cuatro)

mm, correspondiente al tamaño de broca número 54. También deben contar con un

dispositivo para evitar el golpe de ariete.

6.2.34 La tubería y/o tubo flexible deben ser instalados de la forma más directa

como sea práctico, con las medidas de protección adecuadas para resistir expansión,

contracción, vibración, golpes y asentamiento del suelo.

6.2.35 La tubería instalada arriba del nivel del piso debe estar protegida contra

daño mecánico y corrosión atmosférica.

6.2.36 La tubería bajo nivel de piso debe ser enterrada, instalada dentro de una

trinchera o encamisada. Debe de contar con un sistema de control de la corrosión

externa de acuerdo con la NOM-008-SECRE-1999, Control de la corrosión externa en

tuberías de acero enterradas y/o sumergidas.

6.2.37 No se deben utilizar conexiones roscadas en las tuberías enterradas.

6.2.38 Las conexiones de los recipientes a los cabezales deben estar instaladas de

tal manera que minimicen la vibración y deben estar bien protegidas contra daños

mecánicos.

6.2.39 Las tuberías y conexiones deben estar limpias y libres de viruta y rebaba de

corte y roscado para evitar fugas.

6.2.40 En todas las roscas macho tipo cónico se debe aplicar un material sellante

que sea inerte a la acción de gas natural. Además deberá lubricar la junta y soportar la

presión de operación de la tubería.

6.2.41 Todas las uniones por soldadura en tuberías de acero al carbono y acero

inoxidable deben ser radiografiadas al 100% de su longitud por un laboratorio

acreditado.

6.2.42 Se permite el uso de bridas en líneas de alta presión cuando sea compatible

con la presión de operación de la tubería. No se permite el uso de bridas en líneas

enterradas de alta presión.

6.2.43 Cuando en el trayecto de la tubería se requieran dobleces, éstos

deberán

tener un radio mínimo de cuatro veces el diámetro del tubo o un diámetro del doblez

mínimo de 76 (setenta y seis) mm.

6.2.44 Los dobleces de tubo flexible deben realizarse con herramienta adecuada

para evitar que se dañe dicho tubo flexible.

Estimado usuario observe este anexo gráfico en el archivo .pdf

Típico: Rizo Típico: Clip

Figura típica 5.- Dobleces para evitar vibraciones y esfuerzos en línea de

alta presión.

6.2.45 La tubería, tubos flexibles, conectores y componentes entre el recipiente y la

primera válvula de cierre deben ser capaces de soportar una prueba neumática con

presión de 1,1 (uno coma uno) veces la presión de operación como mínimo, sin que se

presente fuga.

6.2.46 No se deben usar para la instalación de una estación que provee GNC:

a) Tubos, conectores y componentes de plástico para servicio de alta presión;

b) Tubos y conectores galvanizados;

c) Tubo, tubo flexible y conectores de aluminio;

d) Aleaciones de cobre con más de 70% de cobre, y

e) Conectores, codos y otros componentes de fierro colado.

6.2.47 Los componentes de tubería, tales como filtros, conectores de manómetros

y juntas de expansión, deben estar marcados en forma permanente para indicar los

límites de presión de operación máxima permisible.

6.2.48 Las juntas o conexiones deben estar localizadas en lugares accesibles para

facilitar su inspección.

6.2.49 Todas las mangueras de alta presión deben soportar por lo menos 2,25 (dos

coma veinticinco) veces la presión de operación y no deben tener empates intermedios. Deben contar con una certificación del fabricante.

6.2.50 Las conexiones de las mangueras no deben presentar fugas y los conectores

deben contar con un marcado o etiquetado permanente, indicando nombre o marca del

fabricante y su presión de operación.

6.2.51 En las instalaciones se deben usar mangueras únicamente en los casos

siguientes:

a) Entre el surtidor y el conector de llenado no debe exceder 7,6 (siete coma seis)

m de longitud, y

b) En los puntos donde se requiera proveer flexibilidad en la tubería, no debe

exceder de 0,61 (cero coma sesenta y uno) m de longitud, y ser instaladas de

tal forma que estén protegidas contra daño mecánico y sean visibles para inspección. Cada sección debe conservar el marcado o etiquetado

del fabricante.

6.2.52 La tubería, tubo flexible y mangueras no deben presentar fugas.

6.2.53 Las válvulas, empaques de válvulas y material de empaque deben ser los

adecuados para soportar gas natural a las presiones y temperaturas a las cuales

estarán sujetas bajo condiciones de operación.

6.2.54 Las válvulas de relevo de presión deben ser sometidas a mantenimiento

preventivo y correctivo y contar con la identificación que señale la fecha y la última revisión efectuada de acuerdo con lo que indica el manual del fabricante.

6.2.55 Las válvulas de corte deben contar con un certificado que garantice que es

capaz de soportar sin fuga, una prueba hidrostática de 1,5 (uno coma cinco) veces la presión de operación máxima permitida.

6.2.56 Las válvulas de corte una vez instaladas, deben soportar sin fuga, una

prueba neumática con presión de 1,1 (uno coma uno) veces la presión de operación.

6.2.57 Las válvulas de relevo de presión no deben tener en su cuerpo un dispositivo de alzamiento (palancas). Si el ajuste es externo, la válvula debe sellarse

para prevenir su operación por personas no autorizadas. Si es necesario romper el

sello, la válvula debe ser retirada del servicio hasta que sea calibrada y sellada

nuevamente. Cualquier ajuste debe ser hecho por el fabricante o compañías

autorizadas por el mismo, quienes deben colocar una etiqueta permanente con el

ajuste de presión, capacidad de flujo y fecha en que se realizó dicho ajuste.

6.2.58 No deben ser utilizadas válvulas de cierre primario de fierro colado.

6.2.59 No deben ser instaladas válvulas cuyo vástago pueda ser retirado sin la

remoción del bonete completo o el desensamblado del cuerpo.

6.2.60 El cuerpo de las válvulas debe tener un marcado o etiquetado del fabricante,

donde se indique la máxima presión de operación permitida.

6.2.61 Se debe instalar para cada recipiente o conjunto de recipientes, según su

instalación, una válvula de corte de operación manual o automática, adecuada a las

condiciones de presión de operación.

6.2.62 Cuando se utilizan válvulas supresoras de flujo, éstas se deben accionar a

una presión menor que la que soporta la tubería en la que se encuentran instaladas.

6.2.63 La tubería de alta presión, después del compresor, deberá tener una presión

de ruptura mayor o igual a 100 MPa (1000 bar).

6.2.64 La línea entre los compresores y los recipientes debe tener una válvula de

retención de flujo que evite la descarga de GNC de los recipientes en caso de ruptura

de la línea.

6.2.65 Se debe instalar una válvula de corte en el cabezal de un grupo de

recipientes lo más cerca posible a éstos. Esta válvula debe estar después de la válvula

de retención de la línea de llenado, especificada en el inciso 6.2.64 de esta Norma.

6.2.66 Se deben instalar dispositivos de paro de emergencia del equipo de

compresión y de los surtidores cuando menos en los puntos siguientes:

a) En cada surtidor o en una columna inmediata al mismo;

b) En zonas de oficinas o donde exista personal durante el día y la noche, y

c) Próximo al acceso principal del recinto.

Cuando un dispositivo de paro de emergencia sea accionado, debe cortar el

suministro de energía eléctrica, así como el suministro de gas natural al compresor y a

los surtidores. El restablecimiento de la operación debe ser realizado por personal

calificado. Se debe avisar a través de una alarma sonora y visual en el momento en

que se está efectuando dicho restablecimiento.

6.2.67 Los dispositivos de paro de emergencia deben estar señalados mediante un

letrero fijo, permanente y legible sobre un círculo de fondo rojo de cuando menos cinco

veces el diámetro del tamaño del dispositivo de paro y con la leyenda "PARO DE

EMERGENCIA" en letras blancas para que sea reconocido fácilmente.

6.2.68 Todo surtidor debe contar con un dispositivo que impida el flujo de GNC en

caso de que algún vehículo desprenda la manguera de suministro.

6.2.69 En cumplimiento de la NOM-001-SEDE-1999, Instalaciones eléctricas; el

equipo eléctrico se debe instalar y localizar, considerando las características siguientes:

a) Grupo D, Clase 1, División 1.

La localización de la Clase 1, División 1: es el lugar o área en la cual las

concentraciones de ignición de gases inflamables o de vapores pueden existir

bajo condiciones de operación normales; o en la cual las concentraciones de

ignición de tales gases o vapores que puedan existir frecuentemente bajo condiciones de operación, reparación, mantenimiento o por fuga, en la

cual una ruptura o falla de operación del equipo o los procesos puedan liberar las

concentraciones de ignición de gases o vapores inflamables y puedan causar

fallas simultáneas en el equipo eléctrico.

b) Grupo D, Clase 1, División 2

La localización de la Clase 1, División 2: es el lugar o área en la cual

líquidos inflamables volátiles o gases inflamables sean manejados, procesados o

usados y en la cual los líquidos, vapores o gases sean normalmente confinados

dentro de contenedores o sistemas cerrados de donde puedan escapar, sólo en

caso de ruptura accidental o ruptura de tales contenedores o sistemas, o en caso de

operaciones anormales de equipo; o en la cual las concentraciones de ignición

de gases o vapores sean normalmente prevenidos por ventilación mecánica

positiva, y en la cual puedan convertirse en peligro a través de fallas de operación de equipo de ventilación; o que la localización esté adyacente a la localización Clase 1, División 1, y en donde las concentraciones de gases o vapores puedan ocasionalmente estar comunicadas, a menos que tales comunicaciones sean prevenidas por una ventilación de presión positiva adecuada de una fuente de aire limpio y sistemas efectivos en contra de fallas de ventilación.

6.2.70 La clasificación de equipos debe realizarse de acuerdo con la tabla siguiente:

Clasificación de las áreas de una estación de servicio de conformidad con la NOM-

001-SEDE-1999, Instalaciones eléctricas.

Equipo

Alcance del área clasificada,

distancia desde el equipo

División

Recipientes en exteriores

Hasta 3 m

2

Equipo de compresión y equipos auxiliares en exteriores

Hasta 1,5 m

Más de 1,5 m hasta 4,6 m

1

2

Equipo de compresión y equipos auxiliares en interiores

Hasta 1,5 m

Más de 1,5 m

1

2

Surtidores en exteriores

Hasta 1,5 m

Más de 1,5 m hasta 4,6 m

1

2

Estimado usuario observe este anexo gráfico en el archivo .pdf

6.2.71 Estos radios aplican en todas las direcciones. El área clasificada no se debe extender más allá de paredes sin perforaciones, techos o divisiones sólidas no

permeables a vapor de agua, ver figura típica 6.

6.2.72 A fin de evitar cargas electrostáticas en el sistema de los surtidores, éstos

se deben conectar con cable de cobre desnudo al sistema de tierra de la estación.

6.2.73 Las mangueras para suministrar GNC al vehículo deben tener capacidad

para conducir la carga electrostática del vehículo al sistema de tierra de la estación.

6.2.74 Los surtidores de GNC deben estar equipados con un dispositivo de paro

automático que opere cuando el cilindro alcance la presión de llenado, corregido por

temperatura, velocidad de carga o equivalente.

6.2.75 Los sistemas de transferencia deben contar con un dispositivo que permita despresurizarlo antes de desconectarse y este desfogue se debe conducir cuando menos a 0,7 (cero coma siete) m por arriba del nivel de la techumbre o 5,5 (cinco coma cinco) m del nivel de piso de la isla.

6.2.76 No se debe utilizar GNC para operar cualquier equipo o dispositivo que no haya sido diseñado para servicio de GNC.

6.2.77 No se permiten fuentes de ignición dentro de la Estación de Servicio.

6.2.78 En el área de surtidores se deben colocar letreros visibles restrictivos, preventivos, informativos y diversos con las leyendas siguientes: "NO FUMAR", "APAGUE MOTOR", "NO ESTACIONARSE", "10 km/h MAXIMO", "NO FLAMA ABIERTA", entre otros. El tamaño mínimo de las letras debe ser de 30 mm.

6.2.79 La transferencia de GNC al cilindro del vehículo debe ser llevada a cabo de acuerdo con las instrucciones escritas en un cartel, el cual debe estar ubicado sobre el surtidor.

6.2.80 Se deben instalar equipos contra incendio de conformidad con la norma NOM-002-STPS-2000, Condiciones de seguridad-Prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo y la señalización de acuerdo con la norma NOM-

026-STPS-1998, Condiciones de seguridad-Prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo.

6.2.81 Las mangueras de los surtidores no deben tener empates intermedios y deben ser inspeccionadas visualmente en forma periódica para garantizar la seguridad de su operación. Cuando se encuentren evidencias de deterioro exterior y/o deformaciones en dichas mangueras, deben ser sustituidas.

6.2.82 Las mangueras de alta presión de plataformas utilizadas en la transferencia no deben tener conexiones intermedias y deben estar despresurizadas y protegidas contra posibles daños cuando no estén en operación.

6.2.83 Las válvulas de seguridad se deben mantener en condiciones adecuadas de operación de acuerdo con los lineamientos de los fabricantes y de las autoridades competentes.

6.2.84 En las tuberías de acero al carbón enterradas, se debe revisar periódicamente el sistema de control de la corrosión externa, a través del historial de las lecturas periódicas del potencial eléctrico de protección; dichas lecturas se deberán asentar en la bitácora de la estación.

6.2.85 Los equipos, dispositivos de relevo de presión e instrumentos se deben instalar, operar y mantener con estricto apego a las instrucciones del fabricante.

6.2.86 En los recipientes no se debe aplicar ningún tipo de soldadura ni realizar maquinado ni, en general, modificación alguna que no esté avalada en el diseño del fabricante.

6.2.87 Todas las tuberías y válvulas deben contar con la señalización de acuerdo con la NOM-026-STPS-1998, Condiciones de seguridad-Prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo.

6.2.88 Relación de los señalamientos que se deben colocar en la estación de servicio, los cuales deben tener un tamaño de letra mínimo de 30 mm de alto en fondo contrastante.

Restrictivos:

SR-1 No fumar

SR-2 Apague motor

SR-3 No estacionarse

SR-4 10 km/h máximo

SR-5 No flama abierta

SR-6 No celulares

Preventivos:

SP-1 Peligro descargando GNC

SP-2 Precaución área fuera de servicio

Informativos:

SI-1 Extintor

SI-2 Sanitarios

SI-3 Hombres

SI-4 Mujeres

SI-5 Verifique<sup>t</sup>marque ceros

SI-6 Agua

SI-7 Aire

SI-8 Estacionamiento momentáneo

SI-9 Ruta de evacuación

Diversos:

SD-1 Indicador de sentidos

SD-2 Número posición de carga

6.3 Estación de llenado lento

6.3.1 Para las estaciones de llenado lento son aplicables las disposiciones para las estaciones de llenado rápido comprendidas en el inciso 6.2 de esta Norma.

6.3.2 Los postes deben estar separados entre sí y de los límites del recinto a una distancia mínima de 1 (un) m.

6.4 Estación dual

6.4.1 Para las estaciones duales son aplicables las disposiciones para las estaciones de llenado rápido o lento comprendidas en los incisos 6.2 o 6.3 de esta Norma, según sea el caso.

6.4.2 La distancia mínima entre los surtidores de GNC y surtidores de líquidos y/o tanques de líquidos, debe ser de acuerdo con la tabla siguiente:

Entre equipos

Distancia mínima

Surtidor de GNC y surtidor de líquido

(diesel/gasolina)

De acuerdo con la NOM-001-

SEDE-1999

Surtidor de GNC y almacenamiento de líquidos  
5 metros

Almacenamiento de GNC y almacenamiento de líquidos  
5 metros \*

Almacenamiento de GNC y surtidor de líquidos  
5 metros \*\*

\* Si el almacenamiento es enterrado se puede reducir la distancia de acuerdo con la NOM-001-SEDE-1999.

\*\* Se puede reducir la distancia utilizando muros antifuego de acuerdo con la NOM-001-SEDE-1999.

6.5 Estaciones tipo residencial

6.5.1 La capacidad de una estación tipo residencial no debe exceder 0.28 m<sup>3</sup>

estándar/min (10 pie<sup>3</sup> estándar/min) de gas natural.

6.5.2 Todo el equipo debe ser diseñado para la presión, temperatura y servicio esperado.

6.5.3 Los componentes que no estén en el inciso 5.4 de esta Norma, deben cumplir

con las especificaciones y requisitos del inciso 6.2 de esta Norma, aplicables.

6.5.4 El equipo debe estar protegido para minimizar la posibilidad de daño físico y

vandalismo. Se permite cumplir con este requerimiento mediante el uso de un

gabinete para la unidad de compresión, similar a los que se usan para los equipos de aire acondicionado central.

6.5.5 Está prohibido almacenar GNC excepto en el cilindro del vehículo.

6.5.6 Para el área de llenado de vehículos no se deben aplicar los requisitos de seguridad establecidos en el inciso 6.2 de esta Norma.

6.5.7 Los vehículos que contengan equipo de encendido por combustible, por

ejemplo, vehículos para acampar equipados con estufas, lámparas y calentadores de

gas, deben apagar completamente dichos equipos, inclusive los pilotos, antes de entrar

a un área en la cual no se permiten fuentes de ignición.

6.5.8 No se debe ventear el gas natural a la atmósfera durante operación normal,

excepto la fuga de 16.4 cm<sup>3</sup> estándar (una pulgada cúbica estándar) que se tiene

cuando se desconecta la manguera después de cargar GNC en un vehículo, lo cual sí

está permitido ventear a la atmósfera.

6.5.9 A menos que sea permitido específicamente por las instrucciones de instalación, no está permitido reunir con un cabezal las descargas de varias estaciones residenciales.

6.5.10 En un área común de llenado donde se encuentren localizados más de un

poste, la separación entre ellos no debe ser menor de 1 (un) m.

6.5.11 Los equipos de compresión y surtido de GNC deben estar



localizados en el exterior, y solamente que no sea posible en el lugar de la instalación, por ejemplo, donde el clima es comúnmente inclemente, se puede permitir que se instalen en el interior.

6.5.12 El equipo debe ser instalado de acuerdo con las instrucciones del fabricante.

6.5.13 El equipo debe tener un letrero permanente que indique la presión mínima y máxima del gas natural de entrada, el flujo máximo y la presión máxima de GNC de

salida, así como los requerimientos eléctricos para su operación normal.

6.5.14 Cuando la unidad de compresión y conexiones de llenado se instalen en el interior, éstas deben ser instaladas y localizadas de manera que tengan ventilación al exterior.

6.5.15 Cuando la estación y/o el vehículo que se está llenando con GNC están

localizados en el interior de un cuarto se debe instalar un detector de gas localizado a

150 (ciento cincuenta) mm del techo o del punto más alto, el cual debe estar ajustado

para operar a una quinta parte del límite inferior de explosividad del gas natural. Dicho

detector debe parar el compresor y operar una alarma visual y audible.

6.5.16 El equipo debe estar colocado sobre un soporte firme de material; no

combustible para prevenir vibración que pueda causar fatiga del material, de la tubería

y de los conductores eléctricos.

6.5.17 Las válvulas de alivio de presión deben tener dispositivos o ductos de

ventilación para conducir el gas de desfogue hacia el exterior hasta un área segura,

para evitar que éste sea dirigido directamente hacia edificios, otros equipos o áreas

abiertas al público, por ejemplo aceras, corredores, entre otros.

6.5.18 Se permite instalar medidores de presión en las estaciones tipo residencial,

pero no se requieren para los propósitos de medición y pruebas.

6.5.19 Las estaciones tipo residencial deben estar equipadas para detener el flujo

de combustible automáticamente cuando se alcanza la presión de llenado.

6.5.20 Tuberías y mangueras.

6.5.21 Se debe utilizar solamente la tubería y manguera de salida del compresor

que debe ser entregada por el fabricante como parte integral de la estación.

6.5.22 Toda la tubería de suministro de gas natural para la estación debe cumplir

con las especificaciones y requisitos establecidos por la NOM-002-SECRE-1997,

Instalaciones para el aprovechamiento de gas natural.

6.5.23 Se debe restringir el uso de manguera de acuerdo a lo siguiente:  
a) La manguera para llenado de vehículos debe estar limitada a un largo máximo

de 7,6 (siete coma seis) m. Debe estar soportada sobre el nivel de piso terminado o protegida de alguna manera contra abrasión y el paso de

vehículos sobre ella, y

b) Se permite utilizar un máximo de 1 (un) m de largo para prevenir daños por abrasión resultantes de vibración en la salida de GNC o en la entrada de gas natural, o en ambos ductos de la unidad de compresión.

6.5.24 Los sistemas de transferencia deben tener un sistema de despresurización para facilitar la desconexión. El ducto para desfogar el gas natural debe descargar en un lugar seguro.

6.5.25 Prueba. Toda la tubería y mangueras deben ser probadas después de ser ensambladas para comprobar que están libres de fugas a una presión igual a la presión de operación máxima permitida en esa parte de la estación.

6.5.26 Instalación del paro de emergencia.

6.5.26.1 La estación debe tener un dispositivo de operación manual que corte el suministro de gas y energía eléctrica en caso de emergencia. Este dispositivo de paro de emergencia debe estar a por lo menos 1,5 (uno coma cinco) m de la estación tipo residencial y con fácil acceso.

6.5.26.2 Cada conector de llenado debe contar con un dispositivo de seguridad que corte el flujo de GNC en caso de que dicho conector sea jalado con fuerza excesiva. Este dispositivo debe cortar el flujo de GNC y separarse cuando el conector sea jalado con una fuerza no mayor de 68 kgf (150 libras) en cualquier dirección horizontal.

6.5.27 Operación.

6.5.27.1 Se debe presentar ante la autoridad competente un dictamen técnico, antes del inicio de operaciones. Dicho dictamen debe incluir las siguientes etapas: diseño, construcción, instalación, pruebas y puesta en operación, elaborado por una unidad de verificación.

6.5.27.2 La estación debe ser operada por personal capacitado con base en los procedimientos que para tal efecto se tengan por escrito y en idioma español.

6.5.27.3 El cilindro del vehículo debe ser cargado de acuerdo con los incisos 6.1 y 6.1.1 de esta Norma.

6.5.27.4 Cuando el GNC está siendo transferido, el motor del vehículo debe permanecer apagado.

6.5.27.5 La Estación de Servicio debe contar con Manuales de Operación, Mantenimiento y Seguridad, que describan los procedimientos utilizados para realizar dichas actividades.

6.5.27.6 Prohibido la carga a vehículos de transporte público que tengan pasajeros a bordo.

6.5.28 Mantenimiento e inspección.

6.5.28.1 La estación, sus accesorios, dispositivos y válvulas de seguridad deben ser

inspeccionados y mantenidos de acuerdo con un programa que para tal efecto se elabore e implemente.

6.5.28.2 Todas las mangueras deben ser inspeccionadas periódicamente y si presentan deformaciones o desgaste, dichas mangueras deben ser reemplazadas.

6.5.28.3 Todos los dispositivos y válvulas de seguridad deben ser mantenidos de acuerdo con las recomendaciones de los fabricantes o proveedores.

6.5.29 Prácticas de seguridad.

6.5.29.1 El fabricante debe proveer al usuario un manual de seguridad para la operación y manejo del equipo, el cual debe contener los métodos y medidas de seguridad que se deben aplicar para cumplir con los requisitos de esta Norma.

6.5.29.2 El fabricante debe capacitar al usuario sobre los métodos, procedimientos y medidas contenidos en el manual.

6.5.29.3 El usuario debe presentar evidencia de que bimestralmente se lleva al cabo entrenamiento y simulacros de emergencia con todas las personas involucradas en la operación y mantenimiento del equipo.

6.5.29.4 Se debe contar con un manual de seguridad para la operación y manejo del equipo, el cual debe contener los procedimientos y medidas de seguridad que se

deben aplicar para cumplir con los requisitos de esta Norma.

6.5.29.5 Se debe capacitar al personal de la estación de servicio sobre los métodos, procedimientos y medidas contenidas en el manual de seguridad.

7. Métodos de prueba

Para verificar los requisitos de seguridad de las estaciones de servicio se aplica el método de prueba hidrostática o neumática, mismas que se describen a continuación:

7.1 Prueba hidrostática.

Se debe realizar la prueba hidrostática en las estaciones para verificar la

hermeticidad de las líneas de alta presión y de sus componentes. Los recipientes de

GNC deben contar con el certificado de pruebas que haya realizado el fabricante.

Esta prueba se aplica para confirmar que las conexiones y materiales empleados en

la fabricación de las líneas y componentes utilizados en la estación, resisten sin fuga,

el esfuerzo homogéneo producido por el agua a presión.

7.1.1 Equipos y materiales para realizar la prueba:

a) Bomba hidráulica capaz de alcanzar la presión de prueba;

b) Manómetros con escala graduada no mayor a 2 (dos) veces la presión de prueba;

c) Registrador con gráfica tiempo-presión;

d) Válvulas capaces de soportar la presión de prueba;

e) Tubería, mangueras y conectores adecuadas para conectar el sistema, y

f) Agua suficiente para llenar el sistema o elemento a probar.

7.1.2 Preparación y acondicionamiento de la prueba.

Se debe instalar la bomba hidráulica con manómetro, registrador,

válvulas, tubería, conexiones y mangueras en forma tal que propicie que el agua llene completamente la parte del sistema o componentes que van a ser probados.

7.1.3 Durante la prueba se deben retirar los discos de ruptura, válvulas de relevo, recipientes e instrumentos que se puedan dañar.

7.1.4 Procedimiento:

a) Se debe llenar completamente con agua la parte del sistema y elementos que van a ser probados, eliminando el aire que pueda estar dentro de ellos;

b) Se debe elevar gradualmente la presión del agua hasta alcanzar aproximadamente la mitad de la presión de prueba;

c) Se debe incrementar la presión del agua a intervalos de 0,1 (cero coma uno)

veces cada diez minutos, hasta que ésta alcance 1,5 (uno coma cinco) veces la

presión de operación, se aísla la parte del sistema bajo prueba y se verifica

mediante la gráfica tiempo o presión, que la presión se mantiene por lo menos

treinta minutos, y

d) Se debe reducir la presión del agua de 1,5 (uno coma cinco) a la presión de

operación y se verifica con el registro gráfico que la presión se mantiene

durante 24 horas, para permitir la inspección en todos los puntos de la línea y

conexiones.

7.1.5 Resultados.

Se debe verificar que no existan fugas, corroborando esto mediante la gráfica del

registrador de presión. En el caso de presentarse alguna fuga debe ser reparada, y se

debe probar nuevamente la sección hasta comprobar su hermeticidad.

7.2 Prueba neumática.

Se debe realizar la prueba neumática para verificar la hermeticidad de las

instalaciones y componentes de la estación mediante la aplicación de presión

neumática.

Esta prueba se aplica para confirmar que las conexiones de las líneas y componentes de la estación resisten sin fuga el esfuerzo homogéneo

producido por gas

inerte a presión.

7.2.1 Equipos y materiales para realizar la prueba neumática:

a) Equipo neumático capaz de alcanzar la presión de prueba;

b) Manómetros con escala graduada no mayor a 2 (dos) veces la presión de prueba;

c) Registrador con gráfica tiempo-presión;

d) Válvulas capaces de soportar la presión de prueba;

e) Tubería, mangueras y conexiones adecuadas para conectar el sistema, y

f) Gas inerte suficiente para poder presurizar la parte del sistema y elementos a

probar.

7.2.3 Preparación y acondicionamiento de la prueba.

Se debe instalar el equipo neumático con manómetro, registrador, válvulas, tubería,

mangueras y conexiones en forma tal que el gas sea inyectado a través de toda la

parte del sistema o componentes que se van a probar.

#### 7.2.4 Procedimiento:

a) Se debe elevar gradualmente la presión del gas hasta alcanzar aproximadamente la mitad de la presión de prueba;

b) Se debe incrementar la presión del gas a intervalos de 0,1 (cero coma uno) la

presión de operación cada 10 minutos, hasta que alcance 1,5 (uno coma cinco)

la presión de operación; se aísla el sistema y se verifica mediante la gráfica

tiempo-presión que la presión se mantiene al menos durante 30 minutos, y

c) Se debe reducir la presión del gas a 1,1 (uno coma uno) la presión de operación

y se verifica mediante el registro gráfico que la presión se mantiene durante

ocho horas, para permitir la inspección en todos los puntos y conexiones de la

línea.

#### 7.2.5 Resultados.

El material y equipo no deben presentar fugas, utilizando una solución tensoactiva

formadora de espuma para detectarlas, esto se corrobora mediante la gráfica tiempo-

presión del registrador de presión. En caso de presentarse alguna fuga, ésta debe ser

reparada y se debe probar nuevamente esa sección con el mismo

procedimiento hasta

comprobar su hermeticidad.

#### 8. Procedimientos de seguridad en la operación de una estación de servicio

8.1 La estación de servicio debe contar con un manual de procedimientos propios

de la empresa, que deben estar permanentemente actualizados y en el lugar de

trabajo de las personas encargadas de ejecutarlos.

8.2 Los procedimientos deben estar escritos en idioma español, claros, concisos y

específicos, y deben instruir sobre las actividades y acciones que se deben realizar

para cumplir con los requisitos de seguridad establecidos en esta Norma, y deben

considerar al menos los aspectos siguientes:

a) Operación;

b) Mantenimiento;

c) Prevención de accidentes;

d) Atención de emergencias, y

e) Plan integral de seguridad y protección civil.

8.3 Debe contener un procedimiento en el cual se describa cómo el operador debe

verificar que el vehículo cumple con los requisitos establecidos en la Norma Oficial

Mexicana aplicable para instalaciones vehiculares, antes de proceder a cargar GNC.

8.4 La estación de servicio debe contar con una bitácora, donde se asienten todas

las actividades y resultados de mantenimiento y reparaciones que se realicen en la

estación de servicio.

8.5 Se debe llevar al cabo bimestralmente, entrenamiento y simulacros de emergencia con todas las personas involucradas en la operación y

mantenimiento de la estación.

8.6 La inspección exterior de los cilindros de las instalaciones vehiculares puede ser efectuada por una Estación de Servicio, el taller instalador original, taller autorizado por la autoridad competente o bien por una unidad de verificación. En su caso, la Estación de Servicio, taller o unidad de verificación emitirá un certificado de acuerdo con la norma NOM-011-SECRE-2002. La estación de servicio deberá ser verificada por una unidad de verificación antes de iniciar operaciones, así como anualmente en cuanto al cumplimiento de lo establecido en esta NOM referente a operación, mantenimiento y seguridad. Sin embargo, la responsabilidad de la integridad de la instalación vehicular es del usuario.

8.7 Las estaciones de servicio deberán obtener el permiso que corresponda por parte de la Comisión y reconocerse mutuamente en lo que toque a la inspección exterior de los cilindros, la cual deberá ser acreditada mediante calcomanía o documento expedido y sellado por la estación de servicio que la realice.

## 9. Bibliografía

Para la elaboración de esta Norma se consultaron los documentos siguientes:

9.1 AGA (American Gas Association):

9.2.1 ANSI/AGA NGV 1, 1992, Requirements for compressed natural gas vehicles (NGV) refueling connection devices.

9.2.2 ANSI/AGA NGV 2, 1992, Basic Requirements for compressed natural gas vehicle (NGV) fuel containers.

9.3 API (American Petroleum Institute):

9.3.1 API RP 2003, Protection against ignitions arising out of static, lightning and stray currents, fourth edition 1982.

9.4 ASME (American Society of Mechanical Engineers):

9.4.1 ASME Boiler and Pressure Vessels Code, Section VIII, Rules for the construction of Unfired Pressure Vessels, Div 1 or Div 2.

9.4.2 ASME Boiler and Pressure Vessels Code, Section X, Fiber reinforced plastic pressure vessels.

9.4.3 ANSI/ASME B31.3, 1980, American National Standard Code for Chemical

Plant and Petroleum Refinery Piping.

9.5 ASTM (American Society for Testing and Materials):

9.5.1 ASTM A-47-1984, Specification for Malleable Iron Castings.

9.5.2 ASTM A-395-1986, Specification for Ferritic Ductile Iron Pressure-Retaining

Castings for Use at Elevated Temperatures.

9.5.3 ASTM A-536-1984, Specifications for Ductile Iron Castings.

9.5.4 ASTM E-136-1982, Standard Method of Test for Behavior of Materials in a

Vertical Tube Furnace at 750°C.

9.5.5 ASTM A -269-1988, Standard for Stainless Steel Seamless Tubing.

9.5.6 ASTM A-105-1982, Forging, Carbon Steel for Piping Components.

- 9.5.7 ASTM A-106-1982, Seamless Carbon Steel Pipe for High-Temperature Service.
- 9.5.8 ASTM A-372-1982, Specification for Carbon and Alloy Steel Forging for Thin-Walled Pressure Vessels.
- 9.6 CGA (Canadian Gas Association):
- 9.6.1 CGA S-1.1, Pressure Relief Device Standards Part 1-Cylinders for Compressed Gases (1989).
- 9.6.2 ANSI/CSA/CGA Standard V-1, Compressed Gas Cylinder Valve Outlet and Inlet Connections (1987).
- 9.7 CSA (Canadian Standards Association):
- 9.7.1 CSA B51 1991, Boiler Pressure Vessel and Pressure Piping Code.
- 9.8 CRN (Canadian Registration Number).
- 9.9 CGA (Compressed Gas Association):
- 9.9.1 C-6, Standards for Visual Inspection of Steel Compressed Gas Cylinders.
- 9.10 D.M. 19/09/26. Recipienti per trasporto di gas compressi, liquifatti o disciolti con capacita fino a 1000 litri.
- 9.11 DOT (Department of Transportation): DOT-3AA. High Pressure Seamless Steel Cylinders.
- 9.11.1 49 CFR CH.1, Research and Special Programs Administration (10-1-8).
- 9.12 Gas Processors Association, GPA 2162, Obtaining Natural Gas Samples for Analysis by Gas Chromatography.
- 9.13 ISO (International Organization of Standardization):
- 9.13.1 ISO 4705 Recharge Seamless Steel Cylinders.
- 9.13.2 ISO 9809 Refillable Seamless Steel Gas Cylinders, Design, Construction and Testing.
- 9.13.3 ISO 11439 Gas Cylinders-High Pressure Cylinders.
- 9.14 NFPA (National Fire Protection Association):
- 9.14.1 NFPA 37, Standard for the installation and Use of Stationary Combustion Engines and Gas Turbines, 1990 Edition.
- 9.14.2 NFPA 52, Compressed Natural Gas (CNG) Vehicular Fuel System, 1995 Edition.
- 9.14.3 NFPA 70, National Electrical Code, 1995 Edition.
10. Concordancia con normas internacionales  
Esta Norma no concuerda con Norma Internacional alguna.
11. Vigilancia  
La Secretaría de Energía, por conducto de la Comisión Reguladora de Energía en los términos de las atribuciones asignadas mediante el Reglamento Interior de dicha Secretaría y demás disposiciones jurídicas que así lo señalan, es la autoridad competente para vigilar, verificar y cumplir las disposiciones contenidas en esta Norma.
12. Vigencia  
Esta Norma Oficial Mexicana entrará en vigor a los 60 (sesenta) días naturales después de la fecha de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.  
México, D.F., a 19 de septiembre de 2002.- El Presidente, Dionisio

Pérez-  
Jácome.- Rúbrica.-El Comisionado, Javier Estrada.- Rúbrica.- El  
Comisionado,  
Rubén Flores.- Rúbrica.- El Comisionado y como Presidente del Comité  
Consultivo  
Nacional de Normalización de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por  
Medio de  
Ductos, Raúl Monteforte.- Rúbrica.- En contra: el Comisionado, Raúl  
Nocedal.-  
Rúbrica.





FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM  
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA

# CURSOS ABIERTOS

**CLAVE CA-333**

**DIPLOMADO EN USO Y MANEJO DE GAS NATURAL**

**NORMATIVIDAD NACIONAL PARA EL MANEJO DEL GAS NATURAL**

**TEMA**

**NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-011-SECRE-  
2000, GAS NATURAL COMPRIMIDO PAR USO  
AUTOMOTOR**

**DEL 5 DE ABRIL AL 13 DE MAYO**

**ING. ALFREDO SÁNCHEZ FLORES  
PALACIO DE MINERÍA  
ABRIL DE 2004**

Secretaría de Energía

Norma Oficial Mexicana NOM-011-SECRE-2000, Gas natural comprimido para uso automotor. Requisitos mínimos de seguridad en instalaciones vehiculares.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.-

Comisión Reguladora de Energía.

Norma Oficial Mexicana NOM-011-SECRE-2000, Gas natural comprimido para uso automotor. requisitos minimos de seguridad en instalaciones vehiculares.

La Secretaría de Energía, por conducto de la Comisión Reguladora de Energía, con

fundamento en los artículos 38 fracción II, 40 fracciones I, XIII y XVII, 47 fracción IV y

51 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 4o., 9o., 14 fracción IV y 16 de

la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo; 33

fracciones I y IX de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1, 2,

fracciones VI y VII, 3 fracciones XV y XXII y 4 de la Ley de la Comisión Reguladora de

Energía; 28 y 34 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización;

1o., 7o. y 70 fracción VII del Reglamento de Gas Natural; 1, 2 y 3 fracción VI inciso a),

34 y 35 del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía, y Considerando

Primero. Que con fecha 22 de octubre de 2001, el Comité Consultivo Nacional de

Normalización de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por medio de Ductos, publicó

en el Diario Oficial de la Federación, el Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-

NOM-011-SECRE-2000, Gas natural comprimido para uso automotor.- Requisitos

mínimos de seguridad en instalaciones vehiculares, a efecto de recibir comentario de

los interesados (cancela y sustituye en la parte correspondiente a la Norma Oficial

Mexicana NOM-031-SCFI-1994, Gas Natural Comprimido para uso Automotor.

Requisitos de Seguridad para Estaciones de Servicio e Instalaciones Vehiculares);

Segundo. Que transcurrido el plazo de 60 días a que se refiere el artículo 47

fracción I de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización para

recibir los comentarios que se mencionan en el Considerando anterior, el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por medio de Ductos estudió los comentarios recibidos y, en su caso, modificó el Proyecto de Norma en cita;

Tercero. Que con fecha 19 de agosto de 2002, se publicaron el Diario Oficial de la Federación las respuestas a los comentarios recibidos al Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-011-SECRE-2000, Gas natural comprimido para uso automotor.-

Requisitos mínimos de seguridad en instalaciones vehiculares (cancela y sustituye en la parte correspondiente a la Norma Oficial Mexicana NOM-031-SCFI-1994, Gas Natural Comprimido para uso Automotor. Requisitos de Seguridad para Estaciones de Servicio e Instalaciones Vehiculares), y

Cuarto. Que como resultado de lo expuesto en los Considerandos anteriores, se concluye que se ha dado cumplimiento al procedimiento que señalan los artículos 38,

44, 45, 47 y demás relativos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, por lo que se expide la siguiente Norma Oficial Mexicana NOM-011-SECRE-2000, Gas natural

comprimido para uso automotor.- Requisitos mínimos de seguridad para instalaciones

vehiculares, que cancela y sustituye en la parte correspondiente a la Norma Oficial

Mexicana NOM-031-SCFI-1994, Gas Natural Comprimido para uso Automotor.

Requisitos de Seguridad para Estaciones de Servicio e Instalaciones Vehiculares.

Norma Oficial Mexicana NOM-011-SECRE-2002, Gas natural comprimido para uso automotor. requisitos mínimos de seguridad en instalaciones vehiculares

Índice

0. Introducción
1. Objetivo
2. Campo de aplicación
3. Referencias
4. Definiciones
5. Clasificación

- 6. Características de las instalaciones
- 7. Métodos de prueba
- 8. Certificado
- 9. Bibliografía
- 10. Concordancia con normas internacionales
- 11. Vigilancia
- 12. Vigencia
- 0. Introducción

Esta Norma Oficial Mexicana (la norma) se emite para regular la utilización de gas natural comprimido como combustible en vehículos automotores y la instalación de los sistemas de combustión para gas natural comprimido en los vehículos.

#### 1. Objetivo

Esta Norma establece los requisitos mínimos de seguridad que deben cumplir las instalaciones vehiculares para uso de gas natural comprimido.

#### 2. Campo de aplicación

Esta Norma aplica a los sistemas de gas natural comprimido en los vehículos automotores que lo utilizan como combustible.

#### 3. Referencias

La presente Norma se complementa con las normas oficiales mexicanas, o las que las sustituyan, siguientes:

NOM-001-SECRE-1997, Calidad del Gas Natural.

NOM-006-SECRE-1999, Odorización del Gas Natural.

NOM-001-SEDE-1999, Instalaciones eléctricas (utilización).

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

#### 4. Definiciones

Para efectos de la aplicación de esta Norma se establecen las definiciones siguientes:

4.1 Accesorios del cilindro: Dispositivos conectados al cilindro con propósitos de seguridad, control y operación.

4.2 Alta presión: Es la presión a la que se encuentra el GNC desde el cilindro hasta la última etapa de regulación inclusive.

4.3 Autoridad competente: La Secretaría de Energía, por conducto de la Comisión Reguladora de Energía en los términos de las atribuciones asignadas mediante el Reglamento Interior de dicha Secretaría.

4.4 Boquilla de recepción: Aditamento instalado en el vehículo cuyo uso es específico para cargar GNC.

- 4.5 Canal de venteo: Ducto o tubería que conduce hacia la atmósfera a los desfogues de los dispositivos de relevo de presión.
- 4.6 Capacidad: El volumen nominal máximo que puede tener un recipiente.
- 4.7 Cilindro: Recipiente que se instala en el vehículo automotor para almacenar GNC.
- 4.8 Compartimento cerrado: Espacio interior del vehículo (cabina) y el espacio destinado para guardar equipaje.
- 4.9 Disco de ruptura: Elemento cuya función es desfogar en su totalidad el contenido de un cilindro, recipiente o sistema de GNC al excederse la presión de operación máxima permitida, que puede estar integrado a las válvulas o puede estar instalado solo.
- 4.10 Ducto eléctrico: Elemento donde se alojan los cables eléctricos.
- 4.11 Estampar o etiquetar: Adherir o marcar en un espacio específico, un símbolo u otra marca de identificación y de información.
- 4.12 Fuente de ignición: Dispositivo, objetos o equipos capaces de proveer suficiente energía térmica para encender mezclas inflamables de aire-gas.
- 4.13 Fusible térmico: Dispositivo de seguridad accionado por temperatura, que permite desfogar el gas en caso de incendio. Debe fundir cuando se alcanza una temperatura de  $100^{\circ}\text{C} \pm 10^{\circ}\text{C}$ .
- 4.14 Gas inerte: Gas no combustible, no tóxico, no corrosivo.
- 4.15 Gas natural: Mezcla de hidrocarburos compuesta primordialmente por metano.
- 4.16 Gas natural comprimido (GNC): Gas natural que ha sido sometido a un proceso de compresión.
- 4.17 Instalación vehicular: Equipo, accesorios y materiales que constituyen el sistema de almacenamiento y alimentación de gas natural al motor en un vehículo.
- 4.18 Línea de combustible: Tubería, tubo flexible, mangueras y conexiones que cumplen con las especificaciones para alimentación de GNC.
- 4.19 Material no combustible: Material que en presencia de oxígeno y de una fuente de ignición no se quema, ni se consume y tampoco libera vapores.

ores o humos.

4.20 Metro cúbico estándar: Un metro cúbico de gas a presión absoluta de 101.32 kPa y temperatura de 288.15 K.

4.21 Presión de operación: Presión de GNC de 20 MPa (200 bar) a 25 MPa (250 bar) a una temperatura de 288.15 K (15°C).

4.22 Presión de operación máxima permitida: Presión máxima a la cual puede operar el sistema desde el cilindro hasta el primer paso de regulación.

4.23 Presión de llenado: La presión alcanzada en los cilindros al momento de llenado debe ser de 20 MPa (200 bar) para las estaciones sin sistema de compensación de temperatura. La presión de llenado de los cilindros de los vehículos en una estación que cuente con un sistema de compensación de temperatura no debe exceder los 25 MPa (250 bar), cualquiera que sea la temperatura.

4.24 Prueba hidrostática: Ensayo al que se somete la instalación o sus componentes a un valor de presión predeterminado utilizando aceite o agua neutra y libre de partículas en suspensión, como elemento de prueba, de acuerdo con las especificaciones del fabricante.

4.25 Prueba neumática: Ensayo al que se somete la instalación o sus componentes a un valor de presión predeterminado utilizando aire, gas inerte o GNC como elemento de prueba.

4.26 Punto de rocío a la presión del cilindro: Temperatura a la cual el vapor de agua empieza a condensarse, referida a la presión de operación del cilindro.

4.27 Punto de transferencia: Punto donde se efectúa la conexión entre la boquilla de recepción del vehículo y el conector de llenado del suministrador para transferir GNC de la estación de servicio al cilindro del vehículo.

4.28 Regulador de presión: Dispositivo cuya función es reducir y controlar la presión del gas natural a un valor determinado a la salida, manteniéndolo dentro de límites previamente definidos.

4.29 Cilindros del vehículo: Uno o más cilindros montados en el vehículo,

conectados entre sí, que trabajan a la misma presión y almacenan GNC para el motor.

4.30 Sistema de montaje: Soportes que se fijan al vehículo para sujetar los componentes de la instalación vehicular.

4.31 Temperatura de rocío: Temperatura a la cual el vapor de agua empieza a condensarse en una corriente de gas natural.

4.32 Válvula de corte: Dispositivo de cierre de paso de gas natural, puede ser manual o automática.

4.33 Válvula de relevo de presión: Dispositivo que desfoga el exceso de presión, cuando ésta sobrepasa el nivel máximo predeterminado.

4.34 Válvula supresora de flujo: Dispositivo que impide o limita el paso de GNC cuando existe una pérdida brusca de presión o un exceso de flujo.

## 5. Clasificación

Las instalaciones vehiculares se clasifican en dos tipos como sigue:

Tipo I Sistema de carburador.

Tipo II Sistema de inyección electrónica.

## 6. Características de las instalaciones

6.1 Las instalaciones vehiculares deben cumplir con los requisitos de seguridad que

se establecen a continuación y todos sus componentes y materiales deben ser

respaldados por las especificaciones, normas aplicables, memorias de cálculo y/o

certificados de calidad expedidos por el fabricante.

6.1.1 La conexión de llenado del surtidor al vehículo no debe permitir el paso de

GNC cuando el conector de llenado del surtidor de la estación de servicio no esté

acoplado correctamente o se encuentre separado del punto de transferencia.

6.1.2 En todas las roscas macho se debe aplicar un material sellante que sea inerte

a la acción de gas natural. Además deberá lubricar la junta y soportar la presión de

trabajo de la tubería. En las roscas tipo cónico, no es necesaria la aplicación del

material sellante.

6.1.3 La tubería y conexiones deben estar limpias, libres de virutas, y rebaba de

corte para evitar fugas.

6.1.4 Los dobleces en el tubo flexible se deben realizar con herramienta adecuada

de acuerdo con el diámetro nominal y no deben ser menores a 2 veces

s el diámetro del mismo (ver figura típica 1). El tubo flexible no debe presentar daños.

6.1.5 La tubería, tubo flexible, conexiones y otros componentes entre el cilindro y la primera válvula de cierre deben soportar como mínimo una prueba neumática de 1,1 veces la presión de operación sin que se presente fuga. Estimado usuario observe este anexo gráfico en el archivo .pdf

#### TIPO RIZO TIPO CLIP

Figura típica 1.- Doblec es para evitar vibración y esfuerzos en la línea de alta presión

6.1.6 Sólo se permite el uso de los siguientes componentes siempre y cuando

cumplan con las especificaciones siguientes:

a) La conexión de llenado de combustible debe ser hecha de cualquier material

adecuado para la presión de operación y uso de GNC.

b) Se puede utilizar tubería, tubo flexible y conexiones de cualquier material

adecuado para la presión de operación después del primer paso de regulación

de presión en el sistema de alimentación del combustible al motor.

6.1.7 Las juntas o conexiones deben estar localizadas en lugares accesibles para facilitar su inspección visual.

6.1.8 Las válvulas, empaques de válvulas y material de empaque deben ser

adecuados para soportar el GNC a las presiones y temperaturas a las cuales estarán

sujetas bajo condiciones normales de operación.

6.1.9 Las válvulas de corte deben contar con un certificado del fabricante que

garantice que es capaz de soportar sin ruptura una prueba hidrostática a 1,5 veces la

presión de operación máxima permitida, sin ruptura. Una vez instaladas las válvulas

deben someterse a una prueba neumática a una presión de 1,1 veces la presión de

operación para detectar fugas.

6.1.10 Las válvulas de relevo de presión no deben tener en su cuerpo dispositivo de

alzamiento (palancas). Cuando el ajuste sea externo, debe colocarse a las válvulas un

sello para prevenir su manipulación por personas no autorizadas. S



i en algún momento es necesario romper el sello, la válvula debe ser retirada del servicio hasta que sea calibrada y sellada nuevamente. Cualquier ajuste debe ser hecho por el fabricante o por compañías autorizadas por el mismo fabricante, quienes deben colocar una etiqueta permanente con el ajuste de presión, capacidad de flujo y fecha en que se realizó dicho ajuste.

6.1.11 No deben ser utilizadas válvulas de cierre primario de hierro colado.

6.1.12 No deben ser instaladas válvulas cuyo vástago pueda ser retirado sin la remoción del bonete completo o el desensamblado del cuerpo.

6.1.13 El cuerpo de las válvulas debe tener un marcado o etiquetado del fabricante

donde se indique la presión de operación máxima permitida.

6.1.14 Se debe instalar para cada cilindro una válvula de operación manual o

automática adecuada a las condiciones de presión de operación.

6.1.15 Se debe instalar en el cabezal de un grupo de cilindros, una válvula de corte

manual o automática y ubicarla lo más cerca posible a éstos.

6.1.16 Se deben utilizar válvulas supresoras de flujo, las cuales deberán ser

colocadas en cada cilindro.

6.1.17 No se debe utilizar GNC para operar cualquier equipo o dispositivo que no

haya sido diseñado para servicio de GNC.

6.1.18 Las válvulas de seguridad se deben mantener en condiciones adecuadas de

operación de acuerdo con las normas oficiales mexicanas que resulten aplicables o con

los lineamientos de los fabricantes.

6.1.19 Los equipos, dispositivos de relevo de presión e instrumentos se deben

instalar, operar y mantener en estricto apego a los manuales del fabricante.

6.1.20 En los cilindros no se debe aplicar ningún tipo de soldadura, ni realizar

maquinado, ni en general, modificación alguna que no esté avalada en el diseño del

fabricante.

6.1.21 El GNC debe cumplir con la NOM-001-SECRE-1997, Calidad del gas natural.

6.2 Instalaciones vehiculares

6.2.1 Sistema de carburador

En este sistema el gas natural se alimenta al motor a través de un

mezclador al carburador. Los siguientes sistemas y componentes de sistemas deben ser listados o aprobados:

- a) Cilindros;
- b) Sistemas de montaje de cilindros al vehículo;
- c) Válvulas;
- d) Dispositivos de relevo de presión (discos de ruptura, fusible térmico o dispositivo equivalente);
- e) Manómetros;
- f) Reguladores de presión;
- g) Mangueras y sus conexiones;
- h) Boquilla de recepción;
- i) Sistema de alimentación de combustible al motor, mezclador;
- j) Equipo eléctrico y electrónico relacionado al sistema de GNC, y

k) Tubería y conexiones.

Excepción: Aquellos vehículos que están certificados por el fabricante ante de que cumplen con los Estándares de Seguridad Federales para Vehículos de Motor o la norma que aplique, de acuerdo con la normatividad internacional, ver inciso 9.11.

#### 6.2.2 Sistema de inyección electrónica

En este sistema el gas natural se alimenta al motor a través de inyector directamente o a través de un mezclador hacia la cámara de combustión. Los siguientes sistemas y componentes de sistemas deben ser listados y aprobados:

- a) Cilindros;
- b) Sistemas de montaje de cilindros al vehículo;
- c) Válvulas;
- d) Dispositivos de relevo de presión (discos de ruptura, fusible térmico o dispositivo equivalente);
- e) Manómetros;
- f) Reguladores de presión;
- g) Mangueras y sus conexiones;
- h) Boquilla de recepción;
- i) Sistema de alimentación de combustible al motor, mezclador;
- j) Equipo eléctrico y electrónico relacionado al sistema de GNC, y

k) Tubería y conexiones.

Excepción: Aquellos vehículos que están certificados por el fabricante ante de que

cumplen

con los Estándares de Seguridad Federales para Vehículos de Motor o la Norma

que aplique, ver inciso 9.11.

6.3 Requisitos de Seguridad.

6.3.1 Los cilindros deben estar certificados por el fabricante de conformidad con las normas especificadas en la bibliografía de esta Norma, ver incisos 9.8 y 9.11.

6.3.2 Los componentes instalados dentro del compartimento del motor deben estar

diseñados y fabricados para uso de GNC y para trabajar dentro de un rango de

temperaturas de 253 K hasta 355 K (-20°C hasta 82°C) e instalados lo más alejados

de las partes calientes del motor y sistemas de ignición.

6.3.3 Entre la(s) válvulas de el (los) cilindro(s) del vehículo y el primer paso de

regulación de presión, sólo se permite un empate por cilindro añadido, para uso de gas

natural comprimido, de acuerdo con la especificación del fabricante para las presiones

que se establecen en esta Norma.

6.3.4 Los cilindros de GNC pueden ser instalados en los vehículos de acuerdo con lo

siguiente:

a) En compartimiento cerrado, debiendo sellar las conexiones y conectar un

venteo hacia el exterior, y

b) En vehículos de carga o transporte de pasajeros: en la caja, en los costados a

los lados del chasis, entre los largueros del chasis y en la parte superior del

vehículo (techo), de acuerdo con las distancias especificadas por el fabricante.

Los cilindros recubiertos con fibras sintéticas deben estar protegidos contra la luz

ultravioleta.

6.3.5 Cada cilindro debe ser montado en el vehículo en una localización que

minimice los daños por colisión. Ninguna parte del cilindro o sus accesorios deben

sobresalir de los lados del vehículo.

6.3.6 Cuando los cilindros se instalen en la parte inferior de los vehículos, se debe

cuidar que cuando éste se encuentre cargado con la máxima carga establecida por el

fabricante (Peso Bruto Vehicular), la distancia mínima que exista

entre el suelo y la parte más baja del sistema de montaje, nunca sea menor de 255 mm. (Ver figura típica 2).

Estimado usuario observe este anexo gráfico en el archivo .pdf  
Figura típica 2.- Método para determinar el nivel más bajo permisible del cilindro de GNC

6.3.7 Cuando los cilindros se instalen en la parte inferior del vehículo y éstos sean recubiertos de fibra sintética, deben estar protegidos con un escudo que los proteja contra daños que puedan causar objetos lanzados durante la marcha del vehículo.

Entre el cilindro y el escudo debe existir una separación mínima de 10 mm; además, el escudo debe contar con perforaciones para drenar (ver figura típica 3).

6.3.8 Cuando los cilindros se instalen en la parte inferior de los vehículos, no deben de estar localizados enfrente del eje delantero o más atrás del punto donde se acoplan los soportes de la defensa trasera al chasis. Cada válvula del cilindro debe estar protegida contra daño físico usando un escudo (ver figura típica 3).

Estimado usuario observe este anexo gráfico en el archivo .pdf  
Figura típica 3.- Escudo protector de cilindros

6.3.9 Cada soporte metálico de cilindro (ver figura típica 4), debe estar asegurado a la carrocería, cama de carga o al chasis utilizando abrazaderas, placas, contraplacas y tuercas autosellantes de tal manera que sea capaz de resistir una fuerza estática de ocho veces el peso del cilindro completamente presurizado en las seis direcciones principales, tal como se muestra en la figura típica 5. Para fijar el sistema de montaje de los cilindros al vehículo, se deben cumplir las restricciones del fabricante del vehículo.

Estimado usuario observe este anexo gráfico en el archivo .pdf  
Figura típica 4.- Soporte metálico de cilindro

6.3.10 Cada cilindro de GNC debe estar asegurado a sus soportes de tal manera que sea capaz de resistir una fuerza estática de ocho veces el peso del cilindro

presurizado en las seis direcciones principales, tal como se muestra en la figura típica 5, con un desplazamiento máximo de 13 mm. Los cilindros nunca deben ser

soportados por válvulas, cabezales u otras conexiones del sistema de combustible.

Estimado usuario observe este anexo gráfico en el archivo .pdf

Figura típica 5.- Direcciones principales

6.3.11 Los cilindros de GNC localizados a menos de 200 mm del sistema de escape

deben estar protegidos contra calor directo por medio de una mampara de un material

que lo aisle del calor radiado por el sistema de escape.

6.3.12 Las abrazaderas y sus soportes no deben estar en contacto directo con el

cilindro, con este fin, debe instalarse un aislante de hule que no retenga el agua entre

el cilindro y sus soportes. Las abrazaderas deben tener un acabado de acuerdo con el

inciso 6.3.13 de esta Norma y utilizarse tuercas y tornillos con un grado mínimo de

8W.

6.3.13 Todas las superficies en acero al carbono deben estar protegidas contra la

corrosión.

6.3.14 Cuando un cilindro esté localizado en un compartimento cerrado del

vehículo, como se muestra en la (figura típica 6) en el cual se pueda acumular gas

natural, el cilindro debe ser instalado de tal forma que: 2) La descarga del dispositivo

de relevo de presión referido en el inciso 1 cumpla con los requisitos siguientes:

1) El dispositivo de relevo de presión para protección del cilindro quede instalado

en el mismo compartimiento del vehículo donde está el cilindro.

2) La descarga del dispositivo de relevo de presión referido en el inciso 1 cumpla

con los requisitos siguientes:

a) Ventee al exterior a través de un tubo flexible cuyo diámetro no sea menor

que el diámetro nominal de salida del dispositivo de relevo de presión; este

tubo se debe asegurar a intervalos de 300 mm cuando el tubo exceda 600

mm de longitud y siempre soportarse al final, y

b) Esté localizada de tal manera que la salida de venteo no sea afectada por

desechos lanzados hacia arriba durante la marcha, tales como nieve

, hielo,  
lodo, tierra, etc.

Estimado usuario observe este anexo gráfico en el archivo .pdf

Figura típica 6.- Cilindro instalado en compartimiento cerrado

6.3.15 La distancia mínima entre los cilindros y la parte lateral exterior de la carrocería debe ser por lo menos de 100 mm.

6.3.16 Por ningún motivo se debe aplicar ningún tipo de soldadura en los cilindros.

6.3.17 Los canales de venteo deben ser contruidos de tubo flexible con conexiones roscadas tipo alto sello.

6.3.18 Los canales de venteo no deben descargar hacia el compartimiento del motor, al sistema de escape o hacia el interior de las cavidades de las ruedas.

6.3.19 Cilindros implicados en un accidente:

a) Los cilindros que han estado sujetos a un accidente vehicular se deben

inspeccionar de acuerdo con el criterio establecido por el fabricante antes de

que el cilindro se vuelva a poner en servicio, y

b) Los cilindros que han sido sujetos a fuego directo o a un incendio se deben

retirar del servicio y destruirse.

6.3.20 Los cilindros deben estar colocados de tal manera que la etiqueta de

identificación sea completamente visible (ver figura típica 6).

6.3.21 Las conexiones de los cilindros de GNC ubicados dentro del compartimiento

cerrado deben estar encerradas en una cubierta a prueba de fugas u otro dispositivo

alternativo igualmente a prueba de fugas que encierre y ventee el gas directamente al

exterior del vehículo (ver figura típica 7).

Estimado usuario observe este anexo gráfico en el archivo .pdf

Figura típica 7.- Cubierta a prueba de fugas en compartimiento cerrado

6.3.22 Los cabezales que conectan a los cilindros ubicados en un compartimiento

cerrado deben quedar instalados en una localización protegida o cubiertos para

prevenir daños causados por objetos que puedan desplazarse durante la marcha del vehículo.

6.3.23 Los tubos flexibles y las conexiones deben estar limpias de viruta y rebaba

de corte o roscado.

6.3.24 Para evitar la abrasión, las líneas de suministro que pasen a través de un panel o pared, deben estar protegidas por anillos protectores o dispositivos similares (Ver figura típica 8).

Estimado usuario observe este anexo gráfico en el archivo .pdf

Figura típica 8.- Anillo protector de neopreno

6.3.25 Las líneas de combustible de los cilindros al compartimento del motor deben ser abrazadas y soportadas para minimizar la vibración y protegerlas contra daño o ruptura ocasionadas por esfuerzo o desgaste. Las abrazaderas deben ser metálicas y recubiertas con un material aislante para que no tengan contacto directo con la línea y se deben fijar firmemente cuando menos cada 610 mm (ver figura típica 9).

Estimado usuario observe este anexo gráfico en el archivo .pdf

Figura típica 9.- Sujetador para línea de suministro

6.3.26 La tubería de alta presión deberá tener una presión de ruptura mayor o igual a 100 Mpa (1000 bar).

6.3.27 Los dobleces en el tubo flexible deben realizarse con herramienta adecuada (dobrador de tubo), de acuerdo con el diámetro nominal y no deben ser menores a 2 veces el diámetro del mismo (ver figura típica 1).

6.3.28 Las conexiones deben estar localizadas en lugares accesibles para facilitar su inspección visual.

6.3.29 Cada cilindro debe estar equipado con una válvula de salida del cilindro, cuya operación sea manual o automática directamente roscada a éste, adecuada para el uso de GNC y para la presión de operación del cilindro (ver figura típica 10).

Estimado usuario observe este anexo gráfico en el archivo .pdf

Figura típica 10.- Válvula de salida de cilindro

6.3.30 Se debe instalar una válvula de corte manual o automática en un lugar accesible que permita aislar el (los) cilindro(s) del resto del sistema de combustible. La válvula de corte no debe girar más de 90° de la posición abierta a cerrada. Cuando se trate de vehículos escolares y transporte público, dichas válvulas

, cuando sean manuales, se deben instalar en el exterior y tan cerca como sea posible a la entrada delantera, para que el conductor del vehículo pueda tener acceso inmediato en caso de emergencia (ver figura típica 11).

Estimado usuario observe este anexo gráfico en el archivo .pdf

Figura típica 11.- Válvula de corte

6.3.31 La válvula debe ser montada firmemente e instalada en un lugar protegido

para minimizar el daño por vibración u objetos mal asegurados, a excepción de las

válvulas que están diseñadas para utilizarse en un compartimento cerrado y que

cuentan con un sistema integrado de venteo (ver figura típica 12).

Estimado usuario observe este anexo gráfico en el archivo .pdf

Figura típica 12.- Soporte para la válvula de corte

6.3.32 Se debe instalar una válvula en el sistema que automáticamente impida el

flujo de GNC al motor, cuando el motor no esté operando, aun cuando el interruptor de

ignición se encuentre en la posición de encendido.

6.3.33 El sistema de llenado de combustible debe estar equipado con una válvula

de retención localizada lo más cercano posible al punto de transferencia y que evite el

retorno de GNC desde el (los) cilindro(s) a éste.

6.3.34 Los cilindros no deben ser llenados a una presión mayor que la de

operación, medida a la temperatura especificada por el fabricante

6.3.35 La presión de operación se debe especificar en la etiqueta o en el grabado

del cilindro, según el tipo de cilindro (compuesto o metálico).

6.3.36 En caso de instalarse un indicador de contenido de gas almacenado en el

(los) cilindro(s), se debe instalar dentro del compartimento del conductor del vehículo,

en un lugar que sea visible y legible desde el asiento del conductor y no debe trabajar

directamente con el flujo del gas.

6.3.37 El manómetro instalado cerca de la boquilla de recepción y posterior a la

válvula de retención debe estar equipado con un orificio limitador de flujo. En caso de

que la carátula del manómetro sea de cristal, éste debe ser inastillable y tener un



dispositivo de relevo de presión en el cuerpo del manómetro. Los vehículos diseñados de fábrica o convertidos al uso de GNC pueden carecer de este manómetro. El vehículo debe tener instalado un indicador de contenido o manómetro o ambos.

6.3.38 Los manómetros se deben montar firmemente e instalarse en un lugar protegido para prevenir daños por vibración u objetos mal asegurados.

6.3.39 Para reducir la presión del gas a la presión requerida por el mezclador de aire-combustible que alimenta el motor del vehículo se debe instalar uno o varios reguladores de alta presión.

6.3.40 La entrada del regulador de presión y cada cámara de éste deben estar diseñadas para soportar la presión de operación con un factor de seguridad de 2,5 veces.

6.3.41 Las cámaras de baja presión de los reguladores deben estar provistas de un dispositivo de relevo o bloqueo de presión, o deben ser capaces de resistir la presión de operación de la cámara de presión mayor.

6.3.42 Los reguladores deben ser instalados de tal forma que no estén soportados por las líneas de gas conectadas a éstos.

6.3.43 La conexión de llenado del surtidor o poste y la boquilla de recepción debe cumplir con las normas correspondientes, de acuerdo con la bibliografía.

6.3.44 La boquilla de recepción de los vehículos debe cumplir con los requisitos siguientes:

a) La boquilla de recepción debe ser compatible con el conector de llenado del surtidor, los cuales deben estar firmemente conectados al momento del llenado

y no deben permitir la salida del gas cuando no estén acoplados correctamente o se separen, y

b) Mantener la hermeticidad de la conexión a la presión de operación máxima permitida, y

c) La boquilla de recepción debe estar diseñada para operar a presiones de suministro de combustible de 20 MPa (200 bar) o 25 MPa (250 bar).

Las

boquillas de recepción deben estar diseñadas para acoplarse con la conexión de

llenado, de acuerdo con la presión de llenado de la estación.

6.3.45 El soporte de la boquilla de recepción de los vehículos debe estar

fírmemente montado.

(ver figura típica 13).

Estimado usuario observe este anexo gráfico en el archivo .pdf

Figura típica 13.- Soporte de la boquilla de recepción

6.3.46 El cableado debe estar asegurado, protegido de la abrasión y canalizado por

medio de un material aislante.

6.3.47 El sistema eléctrico debe ser diseñado y protegido con fusibles de acuerdo

con la magnitud de las corrientes manejadas.

6.3.48 Los motores de los vehículos deben estar apagados cuando se les transfiera

GNC. De igual forma, el motor de una plataforma debe estar apagado cuando ésta

transfiera GNC a un almacenamiento.

6.3.49 Durante la transferencia de GNC hacia o desde la plataforma debe ser

aplicado el freno de mano o freno de emergencia del vehículo. De igual forma, se

deben instalar cuñas de bloqueo en las ruedas para prevenir el movimiento de la

plataforma.

6.3.50 El sistema completo no debe presentar fugas, ni deterioros o daños visibles.

6.3.51 Cuando un cilindro de GNC es retirado de un vehículo para ser instalado en

otro vehículo debe ser inspeccionado y probado nuevamente de acuerdo con los

procedimientos de inspección o recalificación de la norma bajo la cual fue fabricado

originalmente.

6.3.52 Se prohíbe cargar un cilindro a una presión mayor a 130% de su presión de

operación.

6.3.53 Cuando el cilindro ha estado sujeto a una presión que lleve la tensión del

material por arriba de su límite elástico, conforme a las especificaciones del fabricante,

dicho cilindro se debe retirar del servicio y ser destruido.

6.3.54 Cuando el vehículo ha estado sujeto a una colisión (accidente) se deben

revisar todos los componentes del sistema de combustible de GNC para determinar los

daños, retirar lo dañado y sustituirlo por material nuevo. Una vez hecho esto, el sistema en su totalidad debe ser probado de acuerdo con el inciso 7.1 de esta Norma.

6.3.55 Se deben mantener en condiciones seguras los cilindros, accesorios del cilindro, sistemas de tubería, sistemas de ventilación y otros componentes. Se debe verificar la vigencia de los certificados de los componentes del sistema.

6.3.56 Se debe dar mantenimiento a los componentes de alivio de presión en los cilindros, observando lo siguiente:

a) Asegurarse que no existan causas que interfieran su funcionamiento, tales como pintura o polvo que obturen los componentes de alivio de presión;

b) Sólo se le permitirá al personal calificado dar servicio a los componentes de alivio de presión;

c) Sólo se usarán ensambles o partes originales de fábrica o aprobadas por autoridad competente, para la reparación de componentes de alivio de presión,

y  
d) Ningún aparato de alivio de presión que haya sido usado anteriormente debe ser instalado en otro cilindro de combustible.

6.3.57 Se deben realizar las siguientes actividades durante el mantenimiento del vehículo:

a) Cerrar la válvula de entrada de combustible que se encuentra más cercana al motor, a menos que se requiera de la operación del motor;

b) Prohibir fuego abierto, equipo para soldar y equipo para esmerilar cerca de los cilindros y líneas de combustible de alta presión;

c) Evitar daños en los cilindros, incluyendo acciones tales como tirar, arrastrar o rodar los cilindros;

d) Prevenir la exposición a químicos corrosivos, tales como ácido de batería o solventes para limpiar metal en los cilindros recubiertos con algún compuesto;

e) Almacenar los cilindros de manera que no sufran ningún deterioro;

f) Usar componentes recomendados por el fabricante del cilindro cuando se reinstale éste a su configuración original;

- g) Evitar maniobras con equipo que pueda causar daño a los cilindros, tales como las grúas y gatos hidráulicos, y
- h) Prohibir que el personal camine sobre cilindros instalados en la parte superior del vehículo.

#### 6.3.58 Desfogue del GNC de cilindros vehiculares.

El venteo o despresurización de un cilindro de gas natural comprimido debe ser efectuado por personal entrenado siguiendo los procedimientos escritos. El gas que se va a sacar del cilindro debe ser desechado a un sistema cerrado de transferencia o venteado por un método aprobado de venteo atmosférico;

#### 6.3.59 El personal que efectúa la despresurización del cilindro debe:

- a) Conectar a tierra para eliminar la electricidad estática del vehículo;
- b) Limitar el caudal de descarga de gas en los cilindros forrados de fibra sintética a un valor no mayor que el especificado por el fabricante de los mismos, y
- c) Asegurar los cilindros durante la despresurización para prevenir movimientos del mismo.

6.3.60 El venteo del gas, contenido en los cilindros, debe realizarse en instalaciones adecuadas. Dichas instalaciones, deben contar con un tubo que canalice la descarga del gas al exterior de la instalación. Por otra parte, el tubo debe estar libre de obstrucciones.

### 7. Métodos de prueba

#### 7.1 Prueba neumática.

##### 7.1.1 Objetivo y campo de aplicación.

Este método se aplica para verificar la hermeticidad del sistema o sus componentes, mediante la aplicación de un gas inerte a presión o GNC, en las instalaciones vehiculares.

##### 7.1.2 Fundamento.

Este método de prueba se aplica para determinar que las instalaciones de alta presión de GNC no presentan fugas en las conexiones y para verificar que los elementos resisten sin deformaciones el esfuerzo producido por el gas inerte a presión o el GNC.

### 7.1.3 Equipo y materiales.

- a) Equipo capaz de alcanzar la presión de prueba;
- b) Manómetros con escalas graduadas no mayor a 1,3 veces la presión de prueba;
- c) Registrador de presión con gráfica;
- d) Válvulas capaces de soportar la presión de prueba;
- e) Tubería, mangueras y conexiones adecuadas para conectar el sistema, y
- f) Gas inerte suficiente para poder presurizar el sistema o elemento a probar a la presión de prueba.

### 7.1.4 Preparación y acondicionamiento de la prueba.

Se instala el equipo con manómetro, registrador con gráfica tiempo-presión, válvulas, tubería, mangueras y conexiones en forma tal que el gas inerte o GNC sea inyectado a través de todo el sistema o componente. Asimismo, se debe verificar que la última conexión al registrador debe probarse con una solución tensioactiva.

### 7.1.5 Procedimiento.

- a) Elevar gradualmente la presión hasta alcanzar aproximadamente 50% de la presión de operación y comprobar la instalación o componente;
- b) Incrementar la presión de prueba 0,1 la presión de operación cada 10 minutos hasta alcanzar 1,1 veces la presión de operación. Aislar el sistema y mantener la presión de prueba por lo menos 5 minutos, y
- c) Mantener la presión de prueba durante un tiempo suficiente para permitir la inspección en todos los puntos y conexiones de la tubería de alta presión.

### 7.1.6 Expresión de resultados.

Verificar que en cada uno de los puntos no existan fugas utilizando una solución tensioactiva formadora de espuma o un detector del gas inerte utilizado en la prueba, corroborando esto, mediante la gráfica del registrador de presión.

En el caso de presentarse alguna fuga, ésta debe ser eliminada y se debe repetir la prueba hasta su aceptación.

### 7.1.7 La UV debe avalar el resultado de la prueba.

7.2 Verificación de la distancia mínima del suelo a la parte más baja del sistema de montaje.

### 7.2.1 Objetivo y campo de aplicación.

Este método se aplica en prototipos para verificar que la instalación de los cilindros cumpla con la distancia mínima del suelo a la parte más baja del sistema de montaje.

#### 7.2.2 Fundamento.

Se verifica que la distancia mínima del suelo al punto más bajo de la instalación de los cilindros y sus componentes de montaje, debe ser igual o mayor a 255 mm. El ángulo de rampa al punto medio de la distancia entre ejes debe ser mayor o igual a 17 grados (ver figura típica 2).

#### 7.2.3 Equipo y materiales.

- a) Flexómetro;
- b) Manual del usuario donde se especifica el peso bruto vehicular y la distancia entre ejes de la unidad, y
- c) Material necesario para alcanzar el peso bruto vehicular.

#### 7.2.4 Preparación y acondicionamiento de la prueba.

Se debe colocar el vehículo en una superficie plana y horizontal; adicionar el material en el vehículo hasta alcanzar el peso bruto vehicular.

#### 7.2.5 Procedimiento. Se debe:

- a) Medir el claro entre la parte más baja del cilindro o de sus componentes y el piso, y
- b) Calcular el ángulo de rampa con la distancia entre ejes y el claro existente, tal como se indica (ver figura típica 2).

#### 7.2.6 Expresión de resultados.

Se debe comprobar que la distancia no sea menor a 255 mm y el ángulo de rampa sea mayor o igual a 17° (grados) (ver figura típica 2).

### 7.3 Prueba de fugas en instalaciones vehiculares.

#### 7.3.1 Objetivo y campo de aplicación.

Este método se aplica para verificar anualmente la hermeticidad de las instalaciones o sus componentes, mediante la aplicación de presión con GNC, e inspección exterior visual de los cilindros y sujeción, en las unidades vehiculares.

#### 7.3.2 Fundamento.

Este método de prueba se aplica para determinar si la instalación y los componentes utilizados para contener GNC, no presentan fugas en las conexiones y sistema.

#### 7.3.3 Equipo y materiales.

- a) Cilindro de la unidad cargado con GNC a la presión de operación;
- b) Manómetros con escalas graduadas no mayor a 1,3 veces la presión

n de prueba,

Y

c) Medio de detección de fugas (detector de mezcla explosiva o solución

tensoactiva formadora de espuma).

7.3.4 Preparación y acondicionamiento de la prueba.

Verificar que la o las válvula(s) del o los cilindros estén abiertas.

7.3.5 Procedimiento. Se debe:

a) Presurizar el sistema hasta que éste alcance su presión de operación, y

b) Aplicar el medio de detección de fugas en todas las conexiones.

7.3.6 Expresión de resultados.

Se debe verificar que en cada uno de los puntos no existan fugas.

7.3.7 La inspección exterior de los cilindros y del sistema de sujeción se realizará

anualmente. Esta inspección puede ser efectuada por el taller instalador original, por

un taller autorizado por la autoridad competente, por una Estación de Servicio, o bien

por una unidad de verificación. En su caso, el taller, estación de servicio o unidad de

verificación emitirá un certificado escrito y sellado, o calcomanía con holograma

expedida por la misma. La responsabilidad de la integridad de la instalación vehicular

es del usuario, sin perjuicio de que éste haga valer sus derechos como consumidor con

respecto a la prestación de los servicios de inspección.

a) Se debe inspeccionar en los cilindros de acero lo siguiente:

I. Corrosión externa;

II. Cortaduras, socavados, ranuras;

III. Abolladuras o daño por impacto;

IV. Quemaduras por arco y antorcha (soldadura);

V. Protuberancias;

VI. Defectos en el cuello, y

VII. Daño por calentamiento o fuego.

b) Se debe inspeccionar en los cilindros con reforzamiento por fibras sintéticas lo siguiente:

I. Daño en la superficie del metal expuesta;

II. Desgaste por abrasión o cortadas;

III. Partes faltantes de los compuestos o fibras sintéticas;

IV. Daños por impacto;

V. Daños estructurales, y

VI. Daño por calentamiento, fuego o luz ultravioleta (por degradación).

c) Inspección para las abrazaderas de montaje.

I. Corrosión;

II. Daño mecánico;

III. Ajuste de las abrazaderas (verificar el apretado de la misma)

;

IV. Condición de la calidad en el acoplamiento al vehículo, y

V. Condiciones de los revestimientos de la abrazadera que tienen contacto con

la pared del cilindro.

7.3.8 La estación de servicio podrá realizar la inspección exterior de los

componentes de conversión, tubería, conexiones, válvulas, reguladores, manómetros,

sensores, módulos, etc.

Se debe inspeccionar para los componentes tubería, conexiones, válvulas,

reguladores, manómetros, sensores, módulos, etc. lo siguiente:

a) Corrosión externa;

b) Cortaduras, socavados, ranuras;

c) Abolladuras o daño por impacto;

d) Protuberancias;

e) Daño por calentamiento o fuego;

f) Daño en la superficie del metal expuesta;

g) Desgaste por abrasión o cortadas;

h) Daños por impacto;

i) Daños estructurales;

j) Daños en empaques;

k) Daño mecánico, y

l) Totalidad de la condición de la abrazadera.

7.4 Las instalaciones vehiculares convertidas, deberán ser verificadas por una

Unidad de Verificación. La verificación podrá efectuarse en la propia estación de

servicio y el dictamen correspondiente deberá ser exhibido previo a la primera carga

del gas natural comprimido.

7.5 El certificado o calcomanía que expida una estación de servicio o avala el estado

en que se encuentra el cilindro y el sistema de sujeción, el cual tendrá una vigencia de

un año y será reconocido por todas las estaciones de servicio.

8. Certificado

El certificado que podrá expedir la estación de servicio debe contar como mínimo

con los siguientes puntos:

a) Presión de operación del sistema;

b) Número de serie del vehículo;

c) Número de certificación del sistema;



- d) Fecha de instalación;
- e) Kilometraje vehicular;
- f) Nombre del Instalador;
- g) Nombre del taller de instalación, con dirección y teléfono, y
- h) Unidad de verificación.

8.1 Cada cilindro debe tener una etiqueta protegida y visible o puede ser marcado en la tapa, de acuerdo con la norma con la que se haya fabricado, con la información siguiente:

- a) Sólo para GNC;
- b) Designación de Norma;
- c) Presión de servicio;
- d) Símbolo o distintivo del fabricante;
- e) Número de serie;
- f) Número de parte del fabricante;
- g) Mes y año de fabricación;
- h) Fecha de caducidad;
- i) Fecha de la próxima prueba; (si aplica), y
- j) Temperatura mínima del material de diseño..

8.2 Se debe colocar junto a la válvula de corte, una etiqueta de material resistente con la leyenda indeleble, indicada en la figura típica 14.

"VALVULA DE CORTE"

Figura típica 14.- Leyenda de "Válvula de corte"

## 9. Bibliografía

Para la elaboración de esta Norma se consultaron los documentos siguientes:

9.1 AGA (American Gas Association):

ANSI/AGA NGV 1, 1992, Requirements for compressed natural gas vehicles (NGV)

refueling connection devices.

ANSI/AGA NGV 2, 1992, Basic requirements for compressed natural gas vehicle

(NGV) fuel containers.

9.2 API (American Petroleum Institute):

API RP 2003 Protection against ignitions arising out of static, lightning and stray

currents, fourth edition 1982.

9.3 ASME (American Society of Mechanical Engineering):

ANSI/ASME B31.3 (1980) American National Standard Code for Chemical Plant and

Petroleum Refinery Piping.

9.4 ASTM (American Society for Testing and Materials):

ASTM A-47-1984, Specification for Malleable Iron Castings.

ASTM A-395-1986, Specification for Ferritic Ductile Iron Pressure-Retaining Castings

for Use at Elevated Temperatures.

ASTM A-536-1984, Specifications for Ductile Iron Castings.  
ASTM E-136-1982, Standard Method of Test for Behavior of Materials  
in a Vertical  
Tube Furnace at 750 °C.  
ASTM A-269-1982, Standard for Stainless Steel Seamless Tubing.  
ASTM A-105-1982, Forging, Carbon Steel for Piping Components.  
ASTM A-106-1982, Seamless Carbon Steel Pipe for High-Temperature Service.  
ASTM A-372-1982, Specification for Carbon and Alloy Steel Forging  
for Thin-Walled  
Pressure Vessels.  
9.5 CGA (Canadian Gas Association):  
CGA S-1.1. Pressure Relief Device Standards Part 1- Cylinders for  
Compressed  
Gases (1989).  
ANSI/CSA/CGA Standard V-1, Compressed Gas Cylinder Valve. Outlet and Inlet  
Connections (1987).  
9.6 CSA (Canadian Standards Association):  
CSA B51 1991, Boiler Pressure Vessel and Pressure Piping Code.  
9.7 CRN (Canadian Registration Number)  
9.8 DOT (Department of Transportation):  
49 CFR CH.1 Research and Special Programs Administration (10-1-86)  
DOT-3AA. High Pressure Steel High Pressure Steel Cylinders  
9.13.3 ISO 11439:2000, Gas Cylinders -High Pressure cylinders for  
the on-board  
storage of natural gas as a fuel for automotive vehicles  
9.9 NFPA (National Fire Protection Association):  
NFPA-37 Standard for the installation and Use of Stationary Combustion  
Engines  
and Gas Turbines, 1990 Edition.  
NFPA -52 Compressed Natural Gas (CNG) Vehicular Fuel System 1995 Edition.  
NFPA -70 National Electrical Code, 1995 Edition.  
9.10 CGA (Compressed Gas Association)  
C-6 Standards for Visual Inspection of Steel Compressed Gas Cylinders.  
9.11 International Organization of Standardization.  
ISO-9809. Refillable Seamless Steel Gas Cylinders, Design, Construction and  
Testing.  
ISO/bis-14446.- Vehicles  
ISO 15501-1:2000, Road vehicles - Compressed (CNG) fuel system components -  
Part 1: General requirements and definitions  
ISO 15501-2:2001 "Road vehicles - Compressed (CNG) fuel system - Part 2: Test  
methods".

9.14 D.M. 19/09/26 Recipienti per trasporto di gas compressi, liquifatti o disciolti con capacità fino a 1000 litri.

10. Concordancia con normas internacionales

Esta Norma no concuerda con ninguna norma internacional por no existir referencia en el momento de su elaboración.

11. Vigilancia

La Secretaría de Energía, por conducto de la Comisión Reguladora de Energía en los términos de las atribuciones asignadas mediante el Reglamento Interior de dicha Secretaría y demás disposiciones jurídicas que así lo señalan, es la autoridad competente para vigilar, verificar y cumplir las disposiciones contenidas en esta norma.

12. Vigencia

Esta Norma Oficial Mexicana entrará en vigor a los 60 (sesenta) días naturales después de la fecha de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

México, D.F., a 19 de septiembre de 2002.- El Presidente, Dionisio Pérez-

Jácome.- Rúbrica.- El Comisionado, Javier Estrada.- Rúbrica.- El Comisionado,

Rubén Flores.- Rúbrica.- El Comisionado y como Presidente del Comité Consultivo

Nacional de Normalización de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por Medio de

Ductos, Raúl Monteforte.- Rúbrica.- En contra: el Comisionado, Raúl Necedal.-

Rúbrica.



FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM  
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA

# CURSOS ABIERTOS

**CLAVE CA-333**

**DIPLOMADO EN USO Y MANEJO DE GAS NATURAL**

**NORMATIVIDAD NACIONAL PARA EL MANEJO DEL GAS NATURAL**

## TEMA

**NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-003-SECRE-  
202, DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL Y GAS  
LICUADO DE PETRÓLEO POR DUCTOS  
(CANELA Y SUSTITUYE A LA NOM-003-SECRE-  
1997, DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL)**

DEL 5 DE ABRIL AL 13 DE MAYO

**ING. ALFREDO SÁNCHEZ FLORES  
PALACIO DE MINERÍA  
ABRIL DE 2004**

Secretaría de Energía

NORMA Oficial Mexicana NOM-003-SECRE-2002, Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos (cancela y sustituye a la NOM-003-SECRE-

1997, Distribución de gas natural).

Publicada: D.O.F. 12 de marzo de 2003

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos. -

Comisión Reguladora de Energía.

Norma Oficial Mexicana NOM-003-SECRE-2002, Distribucion de gas natural y gas

licuado de petroleo por ductos (cancela y sustituye a la NOM-003-SECRE-1997,

Distribución de gas natural).

La Comisión Reguladora de Energía, con fundamento en los artículos 38 fracción II,

40 fracciones I, III, XIII y XVIII, 41 y 47 fracción IV y 51 de la Ley Federal sobre

Metrología y Normalización; 16 y 33 fracciones I, IX y XII de la Ley Orgánica de la

Administración Pública Federal; 1, 2 fracciones VI y VII, 3 fracciones XV

y XXII y 4 de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía; 4o., 9o., 14 fracción IV y

16 de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo; 28 y

34 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 1, 7 y 70

fracción VII del Reglamento de Gas Natural; 1, 3, 6, 87 y 88 del Reglamento de Gas

Licuado de Petróleo, y 3 fracción VI inciso a), 34 y 35 del Reglamento Interior de la

Secretaría de Energía, y

Considerando

Primero. Que con fecha 19 de octubre de 2001, el Comité Consultivo Nacional de

Normalización de Gas Natural y de Gas Licuado de Petróleo por Medio de Ductos,

publicó en el Diario Oficial de la Federación el Proyecto de Norma Oficial Mexicana

PROY-NOM-003-SECRE-2000, Distribución de gas natural, a efecto de recibir

comentarios de los interesados.

Segundo. Que transcurrido el plazo de 60 días a que se refiere el artículo 47

fracción I de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización para recibir los

comentarios que se mencionan en el considerando anterior, el Comité Consultivo

Nacional de Normalización de Gas Natural y de Gas Licuado de Petróleo por Medio de

Ductos estudió los comentarios recibidos y, en los casos que estimó procedentes,

modificó el Proyecto de Norma en cita.

Tercero. Que con fecha 13 de enero de 2003, se publicaron en el Diario Oficial de

la Federación las respuestas a los comentarios recibidos al Proyecto de Norma Oficial

Mexicana PROY-NOM-003-SECRE-2000, Distribución de gas natural.

Cuarto. Que como resultado de lo expuesto en los considerandos anteriores, se

concluye que se ha dado cumplimiento al procedimiento que señalan los artículos 38, 44, 45, 47 y demás relativos a la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, por lo que se expide la siguiente: Norma Oficial Mexicana NOM-003-SECRE-2002, Distribución de gas natural y gas LP por ductos. México, D.F., a 6 de febrero de 2003.- El Presidente de la Comisión Reguladora de Energía, Dionisio Pérez-Jácome.- Rúbrica.- Los Comisionados: Rubén Flores, Raúl Necedal, Adrián Rojí y Raúl Monteforte, este último también como Presidente del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por Medio de Ductos.- Rúbricas. Norma Oficial Mexicana NOM-003-SECRE-2002, Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos (cancela y sustituye a la NOM-003-SECRE-1997, Distribución de gas natural)

#### Indice

0. Introducción
1. Objetivo
2. Campo de aplicación
3. Referencias
4. Definiciones
5. Criterios de diseño de tuberías
  - 5.1 Generalidades
  - 5.2 Tubería de acero
  - 5.3 Tubería de polietileno
  - 5.4 Tubería de cobre
6. Materiales y equipo
  - 6.1 Generalidades
  - 6.2 Tuberías, válvulas y conexiones de acero
  - 6.3 Tuberías, válvulas y conexiones de polietileno
  - 6.4 Tuberías, válvulas y conexiones de cobre
7. Instalaciones
  - 7.1 Estaciones de regulación y estaciones de regulación y medición
  - 7.2 Registros
  - 7.3 Válvulas de seccionamiento y control
  - 7.4 Medidores
8. Construcción de la red de distribución
  - 8.1 Obra civil
  - 8.2 Separación de tuberías
  - 8.3 Procedimiento
  - 8.4 Excavación de zanjas
  - 8.5 Reparación de pisos terminados
  - 8.6 Señalización en los sistemas de distribución
  - 8.7 Instalación de tuberías de acero
  - 8.8 Protección contra corrosión en tuberías de acero
  - 8.9 Instalación de tuberías de polietileno
  - 8.10 Instalación de tubería de cobre
9. Tomas de servicio
10. Inspección y pruebas
11. Puesta en servicio
12. Mantenimiento del sistema distribución
13. Programa interno de protección civil
14. Distribución de Gas Licuado de Petróleo
15. Bibliografía
16. Concordancia con normas internacionales

## 17. Vigilancia

## 18. Vigencia

Apéndice I. Odorización del Gas Natural

Apéndice II. Control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas

y/o sumergidas

Apéndice III. Monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas natural y gas

LP en ductos

Apéndice IV. Procedimiento de Evaluación de la Conformidad

### 0. Introducción

La apertura de la industria del gas natural a la iniciativa privada, en lo relativo al

transporte, almacenamiento y distribución de gas natural ha hecho necesario

establecer las bases bajo las cuales se debe garantizar la confiabilidad, la estabilidad,

la seguridad y la continuidad de la prestación del servicio de distribución, en un

entorno de crecimiento y cambios tecnológicos en esta industria.

Asimismo, el

transporte y distribución de gas L.P. por ductos, deben ser actividades que se realicen

bajo un mínimo de requisitos de seguridad. Por lo anterior, resulta necesario contar

con una Norma que establezca y actualice permanentemente las medidas de seguridad

para el diseño, construcción, operación, mantenimiento y protección de los sistemas de

distribución.

De conformidad con la NOM-008-SCFI-1993, Sistema general de unidades de medida, en su Tabla 21 "Reglas para la escritura de los números y su

signo decimal, se

señala: "El signo decimal debe ser una coma sobre la línea (,). Si la magnitud de un

número es menor que la unidad, el signo decimal debe ser precedido por un cero.

### 1. Objeto

Esta Norma establece los requisitos mínimos de seguridad que deben cumplir los

sistemas de distribución de gas natural y gas Licuado de Petróleo por medio de ductos.

### 2. Campo de aplicación

2.1 Esta Norma es aplicable al diseño, construcción, pruebas, inspección, operación

y mantenimiento de los sistemas de distribución de gas natural y de gas LP por medio

de ductos (en lo sucesivo gas), desde el punto de entrega del proveedor o

transportista hasta el punto de recepción del usuario final (cuadro 1).

2.2 Esta Norma establece los requisitos mínimos de seguridad para un sistema de

distribución de gas. No pretende ser un manual de ingeniería. En lo no previsto por la

presente Norma, se deberán aplicar las prácticas internacionalmente reconocidas.

CUADRO 1.- Campo de Aplicación de la Norma

### 3. Referencias

La presente Norma se complementa con las normas oficiales mexicanas y

normas

mexicanas siguientes:

NOM-001-SECRE-1997, Calidad del gas natural

NOM-014-SCFI-1997, Medidores de desplazamiento positivo tipo diafragma para

gas natural o LP con capacidad máxima de 16 metros cúbicos por hora con caída de presión máxima de 200 Pa (20,4 mm de columna de agua).

NOM-026-STPS-1998, Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación

de riesgos por fluidos conducidos en tuberías.

NMX-B-177-1990, Tubos de acero al carbón con o sin costura, negros y galvanizados por inmersión en caliente.

NMX-E-043-2002, Industria del plástico. Tubos de polietileno (PE) para la

conducción de Gas Natural (GN) y Gas Licuado de Petróleo (GLP). Especificaciones (Cancela a la NMX-E-43-1977).

NMX-W-018-1995, Productos de cobre y sus aleaciones-Tubos de cobre sin costura para conducción de fluidos a presión-Especificaciones y métodos de prueba.

NMX-W-101/1-1995, Productos de cobre y sus aleaciones-Conexiones de cobre

soldables-Especificaciones y métodos de prueba.

NMX-W-101/2-1995, Productos de cobre y sus aleaciones-Conexiones soldables de

latón-Especificaciones y métodos de prueba.

El contenido de las normas oficiales mexicanas NOM-006-SECRE-1999, Odorización

del gas natural; NOM-008-SECRE-1999, Control de la corrosión externa en tuberías de

acero enterradas y/o sumergidas, y NOM-009-SECRE-2002, Monitoreo, detección y

clasificación de fugas de gas natural y gas LP en ductos, se incorporan a la presente

Norma en los Apéndices I, II y III, respectivamente.

#### 4. Definiciones

Para efectos de la aplicación de esta Norma se establecen las definiciones

siguientes:

4.1 Área unitaria: Porción de terreno que teniendo como eje longitudinal la tubería

de gas, mide 1600 metros de largo por 400 metros de ancho.

4.2 Caída de presión: Pérdida de presión ocasionada por fricción u obstrucción al

pasar el gas a través de tuberías, válvulas, accesorios, reguladores y medidores.

4.3 Camisa: Ducto en el que se aloja una tubería conductora de gas para protegerla de esfuerzos externos.

4.4 Clase de localización: Área unitaria clasificada de acuerdo a la densidad de

población para el diseño de las tuberías localizadas en esa área.

4.5 Combustión: Proceso químico de oxidación entre un combustible y un comburente que produce la generación de energía térmica y luminosa acompañada por

la emisión de gases de combustión y partículas sólidas.

4.6 Comisión: Comisión Reguladora de Energía.

4.7 Corrosión: Destrucción del metal por acción electroquímica de ciertas

sustancias.

4.8 Dispositivo de seguridad: Elemento protector contra sobrepresión o baja



presión en un sistema de distribución, por ejemplo válvulas de seguridad, reguladores en monitor, entre otros.

4.9 Distribuidor: El titular de un permiso de distribución en los términos del Reglamento de Gas Natural o del Reglamento de Gas Licuado de Petróleo.

4.10 Ducto de ventilación: Ducto o tubería que permite desalojar hacia la atmósfera el gas acumulado dentro de un registro o camisa subterránea.

4.11 Electrofundición: Método para unir tubería de polietileno mediante el calor generado por el paso de corriente eléctrica a través de una resistencia integrada en un accesorio de unión.

4.12 Energético o combustible: Material que genera energía térmica durante el proceso de combustión.

4.13 Estación de regulación: Instalación destinada a reducir y controlar la presión del gas a la salida de la instalación dentro de límites previamente definidos.

4.14 Estación de regulación y medición: Instalación destinada a cuantificar el flujo de gas y controlar la presión de éste dentro de límites previamente definidos.

4.15 Explosión: Reacción física y química de una mezcla combustible de gases iniciada por un proceso de combustión, seguida de la generación violenta y propagación rápida de la flama y de una onda de presión confinada, misma que al ser liberada produce daños al recipiente, estructura o elemento en el que se encontraba contenida dicha mezcla.

4.16 Franja de desarrollo del sistema (antes derecho de vía): Franja de terreno donde se alojan las tuberías del sistema de distribución.

4.17 Gas: Gas natural o gas Licuado de Petróleo.

4.18 Gas inerte: Gas no combustible ni tóxico ni corrosivo.

4.19 Gas Licuado de Petróleo (gas LP): Mezcla de hidrocarburos compuesta primordialmente por butano y propano.

4.20 Gas natural: Mezcla de hidrocarburos compuesta primordialmente por metano.

4.21 Gravedad específica: Relación de la densidad de un gas con la densidad del aire seco a las mismas condiciones de presión y temperatura.

4.22 Instalación para el aprovechamiento: El conjunto de tuberías, válvulas y accesorios apropiados para conducir gas desde la salida del medidor hasta los equipos de consumo.

4.23 LFMN: Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

4.24 Límites de explosividad: Valores, superior e inferior, de la concentración de gas combustible disperso en el aire, entre los cuales se presenta una mezcla explosiva.

4.25 Línea de desvío o puenteo: Tubería que rodea a un instrumento o aparato para desviar el flujo de gas, con el objeto de repararlo o reemplazarlo.

4.26 Máxima Presión de Operación Permisible (MPOP): Es la máxima presión a la cual se puede permitir la operación de una tubería o segmento del

sistema de  
distribución:

4.27 Medidor: Instrumento utilizado para cuantificar el volumen de gas natural que fluye a través de una tubería.

4.28 Mezcla explosiva: Combinación homogénea de aire con un combustible en estado gaseoso en concentraciones que producen la explosión de la mezcla al contacto con una fuente de ignición.

4.29 Polietileno: Plástico basado en polímeros hechos con etileno como monómero esencial.

4.30 Práctica internacionalmente reconocida: Especificaciones técnicas, metodologías o lineamientos documentados y expedidos por autoridades competentes

u organismos reconocidos en el país de origen del producto, que tienen relevancia en el mercado internacional de la industria del gas natural y/o del gas Licuado de Petróleo.

4.31 Presión absoluta: Suma de la presión manométrica más la presión atmosférica del lugar.

4.32 Presión atmosférica: Presión que ejerce una columna de aire sobre la superficie de la tierra en cualquier punto del planeta. Al nivel medio del mar esta presión es de aproximadamente 101,33 kPa.

4.33 Presión de diseño: Es el valor de la presión que se utiliza para determinar el espesor de pared de las tuberías. Esta presión debe ser igual o mayor que la MPOP de dichas tuberías.

4.34 Presión de operación. Presión a la que operan normalmente los segmentos de la red de distribución.

4.35 Presión de prueba: Presión a la cual es sometido el sistema antes de entrar en operación con el fin de garantizar su hermeticidad.

4.36 Presión manométrica: Presión que ejerce un gas sobre las paredes del recipiente que lo contiene.

4.37 Presión: Fuerza de un fluido ejercida perpendicularmente sobre una superficie.

4.38 Prueba de hermeticidad: Procedimiento utilizado para asegurar que un sistema de distribución o una parte de él, cumple con los requerimientos de no fuga y resistencia definidos en esta Norma.

4.39 Ramal: Tubería secundaria conductora de gas que se deriva de la tubería principal, formando las redes o circuitos que suministran gas a las tomas de servicio de los usuarios.

4.40 Recubrimiento: Material que se aplica y adhiere a las superficies externas de una tubería metálica para protegerla contra los efectos corrosivos producidos por el medio ambiente.

4.41 Registro: Espacio subterráneo en forma de caja destinado a alojar

- válvulas,  
accesorios o instrumentos, para su protección.
- 4.42 Regulador de presión: Instrumento para disminuir, controlar y mantener a una presión de salida deseada.
- 4.43 Regulador de servicio: Regulador de presión instalado en la toma de servicio del usuario para el suministro de gas a la presión contratada con el Distribuidor.
- 4.44 Regulador en monitor: Dispositivo de seguridad que consiste en un regulador instalado en serie al regulador principal y calibrado a una presión ligeramente superior a la de salida de éste para proteger a la instalación de una sobrepresión debida a una falla del regulador principal.
- 4.45 Resistencia mínima de cedencia (RMC): Valor mínimo de resistencia a la cedencia o fluencia especificado por el fabricante de la tubería.
- 4.46 SDR: En tubos de polietileno, es la relación del diámetro exterior promedio especificado entre el espesor de pared mínimo especificado.
- 4.47 Sistema de distribución: El conjunto de ductos, compresores, reguladores, medidores y otros equipos para recibir, conducir, entregar gas por medio de ductos.
- 4.48 Toma o acometida de servicio: Tramo de tubería a través del cual el distribuidor suministra gas a los usuarios, de acuerdo con el esquema siguiente:
- 4.49 Trazo: La trayectoria de la tubería destinada a la conducción de gas natural.
- 4.50 Tubería principal de distribución: Tubería a través de la cual se abastecen los ramales del sistema de distribución de gas.
- 4.51 Unidad de Verificación (UV): La persona acreditada y aprobada en los términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización (LFMN) que realiza actos de verificación.
- 4.52 Válvula de bloqueo: Dispositivo de cierre rápido para suspender el flujo de gas.
- 4.53 Válvula de seccionamiento: Dispositivo instalado en la tubería para controlar o bloquear el flujo de gas hacia cualquier sección del sistema.
- 4.54 Válvula de seguridad: Válvula de cierre por sobre o baja presión.
5. Criterios de diseño de tuberías
- 5.1 Generalidades.
- 5.1.1 La tubería se debe seleccionar con el espesor de pared suficiente para soportar la presión de diseño de la red de distribución, y en su caso, para resistir cargas externas previstas.
- 5.1.2 La presión mínima de operación de una red de distribución debe ser aquella a la cual los usuarios reciban el gas a una presión suficiente para que sus instalaciones de aprovechamiento operen adecuada y eficientemente en el momento de máxima demanda de gas.
- 5.1.3 Cada componente de una tubería debe de resistir las presiones de

operación

y otros esfuerzos previstos sin que se afecte su capacidad de servicio.

5.1.4 Los componentes de un sistema de tuberías incluyen válvulas, bridas, accesorios, cabezales y ensambles especiales. Dichos componentes deben estar

diseñados de acuerdo con los requisitos aplicables de esta Norma, considerando la presión de operación y otras cargas previstas.

5.1.5 Los componentes de un sistema de tuberías deben cumplir con lo siguiente:

a) Las normas oficiales mexicanas, las normas mexicanas y en lo no previsto por ellas, con las prácticas internacionalmente reconocidas aplicables, y

b) Estar libres de defectos que puedan afectar o dañar la resistencia, hermeticidad o propiedades del componente.

5.2 Tubería de acero.

5.2.1. Los tubos de acero que se utilicen para la conducción de gas deben cumplir

con la Norma Mexicana NMX-B-177-1990. El espesor mínimo de la tubería se calcula

de acuerdo con la fórmula siguiente:

Donde:

t espesor de la tubería en milímetros;

P presión manométrica de diseño en kPa;

D diámetro exterior de la tubería en milímetros;

S resistencia mínima de cedencia (RMC) en kPa;

F factor de diseño por densidad de población;

E factor de eficiencia de la junta longitudinal de la tubería, y

T factor de corrección por temperatura del gas;  $T = 1$  si la temperatura del gas es

igual o menor a 393 K.

5.2.2 Factor de diseño por densidad de población "F". El factor de diseño se

selecciona en función de la clase de localización, el cual se debe emplear en la fórmula

del inciso 5.2.1 de esta Norma. Dicho factor se encuentra en el cuadro 2.

CUADRO 2

Factor de diseño por densidad de población (F)

Clase de localización

F

1

0,72

2

0,60

3

0,50

4

0,40

5.2.2.1 Localización clase 1. El área unitaria que cuenta con diez o menos

construcciones para ocupación humana.

5.2.2.2 Localización clase 2. El área unitaria con más de diez y hasta cuarenta y

cinco construcciones para ocupación humana.

5.2.2.3 Localización clase 3. El área unitaria que cuenta con cuarenta y seis

construcciones o más para ocupación humana.

El tramo de una tubería clase 1 o 2 será reclasificado como clase 3 cuando el eje de

dicho tramo se encuentre a una distancia igual o menor a 100 metros de:  
a) Una construcción ocupada por veinte o más personas, al menos 5 días en la

semana, en 10 semanas en un periodo de 12 meses. Los días y las semanas no

tienen que ser consecutivos, por ejemplo: escuelas, hospitales, iglesias, salas

de espectáculos, cuarteles y centros de reunión;

b) Un área al aire libre definida que sea ocupada por veinte o más personas, al

menos 5 días a la semana, en 10 semanas en un periodo de 12 meses. Los días

y las semanas no tienen que ser consecutivos, por ejemplo: campos deportivos,

áreas recreativas, teatro al aire libre u otro lugar público de reunión,  
o

c) Un área destinada a fraccionamiento o conjunto habitacional o comercial que no

tenga las características de la clase 4.

5.2.2.4 Localización clase 4. El área unitaria en la que predominan construcciones

de cuatro o más niveles incluyendo la planta baja, donde el tráfico vehicular es intenso

o pesado y donde pueden existir numerosas instalaciones subterráneas.

5.2.3 El cuadro 3 presenta los valores de E para varios tipos de tubería.

CUADRO 3

Factor de eficiencia de la junta longitudinal soldada (E)

Clase de tubería

E

Sin costura

1,00

Soldada por resistencia eléctrica

1,00

Soldada a tope en horno

0,60

Soldada por arco sumergido

1,00

Tubería sin identificación con diámetro mayor de

101 mm

0,80

Tubería sin identificación con diámetro menor de

101 mm

0,60

5.3 Tubería de polietileno.

5.3.1 Los tubos de polietileno que se utilicen para la conducción de gas deben

cumplir con la Norma Mexicana NMX-E-043-2002.

5.3.2 Cuando se utilice tubería de polietileno para la conducción de gas, la máxima

presión de operación de la tubería debe ser igual o menor a la presión de diseño, la

cual se determina con alguna de las fórmulas siguientes:

o

Donde:

P presión manométrica de diseño en kPa;

Sh resistencia hidrostática a largo plazo en kPa, determinada a una

temperatura de

296 K; 311 K; 322 K o 333 K. Para gas LP se debe aplicar el valor determinado

a 333 K;

t espesor de la tubería en milímetros, y

D diámetro exterior de la tubería en milímetros.

SDR relación del diámetro exterior promedio especificado entre el espesor de pared

mínimo especificado.

5.3.3 Limitaciones de diseño de la tubería de polietileno:

a) La presión de diseño no debe exceder la presión manométrica de 689 kPa, y

b) No se debe usar tubería de polietileno cuando la temperatura de operación del

materiales sea menor de 244 K, o mayor que la temperatura a la cual se determinó el valor resistencia hidrostática a largo plazo (Sh) que se aplicó en la

fórmula del inciso 5.3.2 para calcular la presión de diseño. En ningún caso

puede exceder 333 K.

c) El espesor de pared de los tubos de polietileno no debe ser menor de 1,57 mm.

5.4 Tubería de cobre.

5.4.1 Los tubos de cobre que se utilicen en la red de distribución deben ser

estirados en frío y deben cumplir con la Norma Mexicana NMX-W-018-1995.

5.4.2 El espesor de pared de los tubos de cobre utilizados en la red debe cumplir

con lo siguiente:

a) Los tubos de cobre utilizados en tuberías principales y ramales deben tener un

espesor mínimo de 1,65 mm, y

b) Para tomas de servicio, se debe utilizar tubería de cobre de diámetro mayor o

igual de 12,7 mm (½") y cumplir con lo establecido en la Norma NMX-W-018-1995.

5.4.3 La tubería de cobre usada en líneas de distribución y tomas de servicio no

puede ser usada bajo presiones que excedan los 689 kPa manométrica.

6. Materiales y equipo

6.1 Generalidades. Los materiales y equipos que forman parte de un sistema de

distribución de gas natural deben cumplir con lo siguiente:

6.1.1 Mantener la integridad estructural del sistema de distribución bajo

temperaturas y otras condiciones ambientales que puedan ser previstas y operar a las

condiciones a que estén sujetos;

6.1.2 Ser compatibles químicamente con el gas que conduzcan y con cualquier otro

materiales de la red de distribución con que tengan contacto, y

6.1.3 Ser diseñados, instalados y operados de acuerdo con las especificaciones

contenidas en esta Norma.

6.2 Tuberías, válvulas y conexiones de acero.

6.2.1 Los tubos de acero que se utilicen para la conducción de gas deben cumplir

con la Norma Mexicana NMX-B-177-1990.

6.2.2 Se permite utilizar conexiones de acero al carbono, de acero forjado, con

extremos soldables, bridados o roscados que permitan soportar la presión

interna del gas y cualquier esfuerzo, vibración, fatiga o el propio peso de la tubería y su contenido. Las conexiones bridadas o roscadas no deben utilizarse en tuberías enterradas.

6.2.3 Las válvulas deben cumplir con los requisitos mínimos de seguridad establecidos en esta Norma, y en lo no previsto por ésta, deben cumplir con las prácticas internacionalmente reconocidas. No se deben utilizar válvulas bajo condiciones de operación que superen los regímenes de presión y temperatura establecidas en las especificaciones aplicables.

6.2.4 Las válvulas se deben probar de acuerdo con el desarrollo del sistema y antes del inicio de operaciones de una instalación, de acuerdo con las especificaciones del fabricante.

6.2.5 Las válvulas se deben probar conforme con lo siguiente:

a) Cuerpo de la válvula. Con la válvula en posición "totalmente abierta", se debe probar a una presión mínima de 1,5 veces la MPOP del sistema. Durante la prueba la válvula debe cumplir con las especificaciones del fabricante;

b) Asiento de la válvula. Con la válvula en posición "totalmente cerrada" se debe probar a una presión mínima de 1,5 veces la MPOP del sistema. Durante la prueba la válvula debe cumplir con las especificaciones del fabricante,

y c) Operación de la válvula. Después de completar la última prueba de presión, la válvula se debe operar para comprobar su buen funcionamiento.

6.2.6 Las bridas y sus accesorios deben cumplir con las normas oficiales mexicanas, normas mexicanas, en lo no previsto por éstas, con las prácticas internacionalmente reconocidas aplicables.

6.2.7 Las bridas y elementos bridados deben satisfacer los requisitos establecidos en el diseño del sistema de distribución y mantener sus propiedades físicas y químicas a la presión y temperatura de operación del mismo.

6.3 Tuberías, válvulas y conexiones de polietileno.

6.3.1 Los tubos de polietileno que se utilicen para la conducción de gas deben cumplir con la Norma Mexicana NMX-E-043-2002.

6.3.2 Las válvulas deben ser de cierre rápido, herméticas y con extremos soldables por termofusión o electrofusión y deben cumplir con las normas oficiales mexicanas, normas mexicanas, y en lo no previsto por éstas, con prácticas internacionalmente reconocidas aplicables.

6.3.3 Conexiones.

6.3.3.1 La pieza de transición acero-polietileno, es una conexión constituida por un extremo de polietileno y otro extremo de acero, y su diseño debe estar de conformidad con la normatividad internacional aplicable.

6.3.3.2 Las conexiones y accesorios que se utilicen en tubería de

polietileno

(tapones, coples, reducciones, tés) deben ser soldables por termofusión o electrofusión

y cumplir con las normas oficiales mexicanas, normas mexicanas, y en lo no previsto

por éstas, con prácticas internacionalmente reconocidas aplicables.

6.3.3.3 Las conexiones mecánicas pueden ser de unión roscada a compresión, o a

compresión para utilizarse de acuerdo con lo indicado por el fabricante y certificado

para su uso a las condiciones de operación, de conformidad con las normas oficiales

mexicanas, normas mexicanas, y en lo no previsto por éstas, con prácticas

internacionalmente reconocidas aplicables.

6.3.3.4 El permisionario debe tener registros de que los accesorios que se utilicen

en la red cumplan con las normas oficiales mexicanas, normas mexicanas o prácticas

internacionalmente reconocidas aplicables.

6.4 Tuberías, válvulas y conexiones de cobre.

6.4.1 Los tubos de cobre que se utilicen para la conducción de gas deben cumplir

con la Norma Mexicana NMX-W-018-1995.

6.4.2 En las tuberías de cobre se deben utilizar conexiones que cumplan con las

normas mexicanas NMX-W-101/1-1995 o NMX-W-101/2-1995.

6.4.3 Las válvulas que se utilicen en tuberías de cobre deben cumplir con las

normas oficiales mexicanas, normas mexicanas, y en lo no previsto por éstas, con

prácticas internacionalmente reconocidas aplicables.

## 7. Instalaciones

7.1 Estaciones de regulación y estaciones de regulación y medición.

7.1.1 La capacidad de las estaciones se debe determinar con base a la demanda

máxima y en las presiones de entrada y salida del sistema.

7.1.2 Las estaciones se deben instalar en sitios que cumplan con las condiciones

siguientes:

a) En lugares abiertos en ambiente no corrosivo y protegidos contra daños

causados por agentes externos, por ejemplo, impactos de vehículos y objetos,

derrumbes, inundación, tránsito de personas o en registros subterráneos que

cumplan con los requisitos del párrafo 7.2 de esta Norma.

b) A una distancia mayor de tres metros de cualquier fuente de ignición.

c) Estar protegidos contra el acceso de personas no autorizadas por medio de un

cerco de tela ciclón, gabinete u obra civil con ventilación cruzada cuando tengan

techo y espacio suficiente para el mantenimiento de la estación.

d) Ser accesible directamente desde la vía pública con objeto de que el distribuidor

pueda realizar sus tareas de operación y mantenimiento. En todo caso, el distribuidor podrá pactar con el usuario la forma de acceso.

7.1.3 No está permitido instalar estaciones en los lugares siguientes:

a) Bajo líneas de transmisión o transformadores de energía eléctrica.

Como



mínimo deben estar a una distancia de tres metros de la vertical de dichas líneas; si esta distancia no se puede cumplir se debe proteger la estación.

b) En lugares donde el gas pueda migrar al interior de edificios, por ejemplo: bajo alguna ventana de planta baja o tomas de aire de ventilación o acondicionamiento de aire o en cubos de luz, de escaleras, de servicios de los edificios. Como mínimo deben estar a una distancia de un metro al lado de puertas y ventanas.

c) En lugares cubiertos o confinados junto con otras instalaciones.

7.1.4 Las estaciones deben estar compuestas al menos por una línea de regulación

y una línea de desvío. Estas líneas deben cumplir con los requisitos siguientes:

a) La línea de regulación debe contar con el regulador de presión y válvulas a la entrada y a la salida para aislar dicha línea.

b) Si la presión de operación de entrada a la línea de regulación es menor o igual a

410 kPa, dicha línea debe tener un elemento de seguridad por sobrepresión.

c) Si la presión de operación de entrada de la línea de regulación es mayor de 410

kPa, el distribuidor es responsable de determinar los elementos de protección

contra sobrepresión y baja presión de dicha línea; estos elementos pueden ser

uno o más, entre otros, válvulas de corte automático, válvulas de alivio

o regulador monitor.

d) La línea de desvío debe contar al menos con una válvula de bloqueo o de

regulación manual.

7.1.5 La estación debe tener válvulas de bloqueo de entrada, fácilmente accesibles

a una distancia que permita su operación segura para aislar dicha estación en una emergencia.

7.1.6 Las estaciones deben contar con un dispositivo de desfogue que cumpla con

lo siguiente:

a) Estar construido en sus interiores con materiales anticorrosivos.

b) Estar diseñado e instalado de manera que se pueda comprobar que la válvula no está obstruida.

c) Tener válvulas con asientos que estén diseñados para no obstaculizar la operación del dispositivo.

d) Contar con una tubería de salida con un diámetro no menor al diámetro de salida

del dispositivo de desfogue, y de altura adecuada para conducir el gas a una zona

segura para su dispersión en la atmósfera. Dicha tubería debe ser diseñada de manera

que no permita la entrada de agua de lluvia, hielo, nieve o de cualquier material

extraño que pueda obturarla y debe quedar sólidamente soportada.

7.1.7 La instalación de la estación debe estar protegida con recubrimientos anticorrosivos adecuados al entorno.

7.1.8 La estación debe estar aislada eléctricamente de las tuberías de entrada y salida, si éstas cuentan con protección catódica.

7.1.9 El aislamiento de los elementos metálicos de las estaciones, debe cumplir con lo establecido en el párrafo 3.4 del Apéndice II de esta Norma, "Control de la corrosión externa en tuberías enterradas".

7.1.10 Las tuberías de las estaciones deben someterse a una prueba de hermeticidad, según se indica en el párrafo 10.6 de esta Norma, antes de entrar en operación.

7.1.11 Las estaciones deben tener colocado en un lugar visible, un letrero que indique el tipo de gas que maneja, el nombre de la compañía distribuidora, el número telefónico de emergencia y la identificación de la estación.

7.2 Registros.

7.2.1 Los registros que se construyan para la instalación de válvulas, estaciones de regulación y puntos de medición o monitoreo, deben soportar las cargas externas a las que pueden estar sujetos.

7.2.2 El tamaño de los registros debe ser adecuado para realizar trabajos de instalación, operación y mantenimiento de los equipos.

7.2.3 Se pueden instalar válvulas alojadas en registros las cuales se accionan desde el exterior o en el interior del mismo.

7.2.4 En los registros se deben anclar y soportar las válvulas o utilizar tubería de acero a fin de soportar el peso de la válvula y el esfuerzo de torsión que provoca el accionar ésta, sólo se podrá utilizar tubería de polietileno cuando se usen válvulas del mismo material.

7.2.5 Los registros se deben localizar en puntos de fácil acceso, debidamente protegidos y deben ser para uso exclusivo del servicio de gas.

7.2.6 Los registros con un volumen interno mayor a seis metros cúbicos deben contar con ventilación que evite la formación de atmósferas explosivas en su interior. La ventilación para que los gases descargados se disipen rápidamente debe ser instalada en sitios donde no pueda dañarse.

7.2.7 Los ductos de ventilación se deben instalar en sitios seguros para evitar ser dañados con el fin de que los gases descargados se dispersen rápidamente. El distribuidor debe mantener funcionando el sistema de ventilación.

7.2.8 Los registros deben contar con drenaje propio, y éste puede ser un pozo de absorción o cárcamo. Asimismo, no deben estar conectados a la red de drenaje público.

7.2.9 Cada registro de válvulas desactivado se debe llenar con un material

compacto adecuado, por ejemplo, arena, tierra fina, entre otros.

### 7.3 Válvulas de seccionamiento y control.

7.3.1 En los sistemas de distribución se deben instalar válvulas de seccionamiento, las cuales deben estar espaciadas de tal manera que permitan minimizar el tiempo de cierre de una sección del sistema en caso de emergencia. El distribuidor debe determinar estratégicamente el espaciamiento de las válvulas con el objeto de controlar las diversas áreas del sistema.

7.3.2 El distribuidor debe elaborar planos que indiquen la ubicación de las válvulas de seccionamiento de cada uno de los sectores que conforman el sistema de distribución. Estos planos se deben actualizar conforme a los cambios realizados al sistema y estar disponibles para su consulta e inspección por parte de la Comisión.

7.3.3 La instalación de válvulas es obligatoria en los casos siguientes:

a) Cuando exista una línea de puenteo;

b) A la entrada y salida de las estaciones de regulación y de medición y medición,

y

c) Cuando se instalen manómetros.

7.3.4 Las válvulas de seccionamiento se deben localizar en lugares de fácil acceso que permitan su mantenimiento y operación en caso de emergencia.

### 7.4 Medidores

7.4.1 Los medidores que se utilicen para el suministro de gas a los usuarios deben cumplir con lo estipulado por la LFMN.

7.4.2 Los medidores que el distribuidor instale en el domicilio de los usuarios de servicio residencial para suministrar gas deben cumplir con la NOM-014-SCFI-1997.

7.4.3 Los medidores de gas deben contar con un certificado de calidad emitido por el fabricante.

7.4.4 Los medidores deben operarse de acuerdo con las condiciones indicadas del fabricante. No se debe exceder la presión de operación máxima indicada por el fabricante.

7.4.5 Los medidores deben colocarse en lugares con ventilación adecuada para evitar que se acumule gas en caso de fuga y de fácil acceso para atención de emergencia, revisión, lectura, reemplazo y mantenimiento.

7.4.6 Se debe instalar una válvula de corte de servicio en la entrada de gas de cada medidor.

7.4.7 Se deben realizar pruebas de hermeticidad de las tuberías antes de instalar los medidores.

7.4.8 Los medidores que se instalen en líneas que operen a una presión de 410 kPa o mayor, se deben proteger con una válvula de seguridad o por cualquier otro medio que evite una presión mayor a la presión de operación del medidor. Para

tal efecto se

puede utilizar un regulador con válvula de seguridad integrada.

7.4.9 Los medidores deben contar con un soporte que evite deformaciones en la

tubería de entrada y/o de salida, en caso necesario.

7.4.10 Cuando existan varios medidores en un espacio reducido cada uno se debe

identificar con el usuario correspondiente.

7.4.11 Calibración. Se debe programar y llevar a cabo la calibración de los

medidores utilizados en el sistema de distribución, de acuerdo con lo establecido en la

LFMN.

8. Construcción de la red de distribución

8.1 Obra civil

8.1.1 La red de distribución se debe construir enterrada a las profundidades

establecidas en el cuadro 5 (cinco) siguiente:

CUADRO 5

Profundidad mínima del lomo de la tubería al nivel de piso terminado

Ubicación

Excavación

normal

(cm)

Excavación en roca

(cm)

En general

-Tubería hasta 508 mm (20 pulg) de diámetro

60

45

-Tubería > 508 mm (20 pulg) de diámetro

75

60

En derechos de vía, de carreteras o ferrocarriles

75

60

Cruzamientos de carreteras

120

90

Cruzamientos de ferrocarriles (ver 8.1.2):

-Tubería encamisada

120

120

-Tubería sin encamisar

200

200

Cruces de vías de agua

120

60

Bajo canales de drenaje o irrigación

75

60

8.1.2 En el caso de cruzamientos de ferrocarril, carreteras u obras especiales, la

instalación de las tuberías se debe sujetar a las normas oficiales mexicanas o, en

ausencia de éstas, a las especificaciones técnicas aplicables que haya emitido la autoridad competente. Cuando no existan tales especificaciones, se deberá cumplir con las prácticas internacionalmente reconocidas.

## 8.2 Separación de tuberías

8.2.1 Las tuberías principales y ramales de distribución deben estar separadas

como mínimo a 30 (treinta) centímetros del límite de propiedad. Para tuberías mayores de 254 mm, la distancia debe ser 50 (cincuenta) centímetros.

8.2.2 La separación mínima entre la tubería y otras estructuras subterráneas

paralelas o cruzadas, debe ser de 30 (treinta) centímetros como mínimo para prevenir

daños en ambas estructuras. En el caso de estructuras preexistentes a las tuberías de

gas, o cuando no sea posible conservar dicha separación entre la tubería y otras

estructuras subterráneas, o bien cuando la experiencia y las prácticas prudentes de

ingeniería aconsejen un incremento cauteloso de la protección entre las tuberías y

conductos subterráneos, deberán instalarse conductos, divisiones o protecciones

constituidas por materiales de adecuadas características térmicas, dieléctricas e

impermeabilizantes que brinden la protección más viable y segura. En último caso, las

partes podrán solicitar la intervención de las autoridades competentes para determinar

la solución más factible.

8.2.3 Para tuberías de polietileno, la separación mínima debe ser suficiente para

mantener la temperatura de operación de dicha tubería dentro del límite permitido, en

caso de que la otra estructura emita calor (ductos con conductores eléctricos, vapor y

agua caliente). En particular, se deben tomar precauciones para aislar la tubería de

gas de cualquier fuente de calor a través del método que resulte más idóneo en

función del riesgo que represente la instalación. En el caso de estructuras

preexistentes a las tuberías de polietileno, se debe observar lo establecido en el inciso

8.2.2 anterior.

## 8.3 Procedimiento

8.3.1 El distribuidor es responsable de aplicar el método adecuado para enterrar la

tubería cumpliendo con todas las medidas de seguridad requeridas por esta norma y

por las autoridades competentes.

8.3.2 Antes de iniciar las obras de construcción de la red, el distribuidor se debe

comunicar con la autoridad local competente, con el objeto de obtener el permiso

aplicable e información relativa a la localización de otros servicios públicos y anticipar

la ruta de las tuberías de gas con el objeto de minimizar la afectación

de esos servicios

y, en su caso, contactar a las compañías responsables de proveer dichos servicios para disponer de la información de los servicios existentes.

8.3.3 Si durante la excavación para el tendido de la tubería del sistema de

distribución se encuentran en el subsuelo derrames de combustibles líquidos, por

ejemplo, gasolina, diesel, etc., o concentración de sus vapores, el distribuidor debe dar

aviso a la autoridad competente antes de continuar con los trabajos de construcción.

8.4 Excavación de zanjas.

8.4.1 La excavación de la zanja que aloja la tubería principal de distribución y sus

ramales, debe cumplir con los requerimientos de ancho, profundidad y separación de la

tubería para su debida instalación.

8.4.2 Antes de colocar la tubería en la zanja, ésta debe estar limpia, libre de

basura, escombros, materiales rocosos o cortantes que pudieran ocasionar daños a las

tuberías.

8.4.3 La superficie del fondo de la zanja se debe emparejar y afinar de tal manera

que permita un apoyo uniforme de la tubería.

8.4.4 El distribuidor es responsable de aplicar el método adecuado para rellenar las

zanjas y proteger la tubería contra daños mecánicos, para que el nivel de piso original

permanezca sin alteración.

8.4.5 En caso de suelo rocoso, la zanja se debe rellenar inicialmente con una capa

de 10 cm de cualquiera de los materiales siguientes:

a) Material producto de la excavación; éste debe estar limpio, libre de basura,

escombros, materiales rocosos o cortantes que pudieran ocasionar daños a las

tuberías, o

b) Material procedente de banco de materiales como arena, tierra fina o cualquier

otro material similar que proteja la tubería.

8.5 Reparación de pisos terminados.

Los pisos terminados tales como pavimento asfáltico, concreto

hidráulico,

empedrados, adoquinados, banquetas, guarniciones y andadores, que hayan sido

afectados por las actividades realizadas para enterrar la tubería, se deben reparar de

manera que el piso reparado tenga la misma apariencia y propiedades que tenía el piso

original.

8.6 Señalización en los sistemas de distribución.

8.6.1 Señalización de tuberías de distribución.

a) Tuberías enterradas en vía pública: Estos señalamientos se deben efectuar

sobre el trazo de las tuberías que trabajan a más de 689 kPa a una distancia

máxima de 100 (cien) metros. Los señalamientos seleccionados no deben interferir la vialidad de vehículos y peatones, dichos señalamientos en tuberías

enterradas en los cruces de carreteras o vías de ferrocarril, se deben colocar en ambos lados del trazo de la tubería;

b) En caso de tuberías enterradas en localización clase 1 (uno) y 2 (dos), éstas podrán señalizarse por medio de postes de concreto o acero y con letreros alusivos al contenido de la tubería "Gas Natural" y precautorios como "No excavar o hacer fuego" y con el número telefónico de emergencias de la compañía distribuidora. La compañía distribuidora debe tener planos definitivos de construcción actualizados de la red referenciados a puntos fijos de la ciudad

o a sistemas de ubicación electrónica;

c) Tuberías o instalaciones superficiales deben estar señalizadas de acuerdo con la NOM-026-STPS-1998 y con letreros de advertencia con las características indicadas en el inciso b);

d) Señalamientos de advertencia. Se deben instalar en ambos lados de la tubería

señalamientos con un fondo de color contrastante que indique lo siguiente:

"Tubería de alta o baja presión bajo tierra", "No cavar", "Ancho de la franja de

desarrollo del sistema", "Teléfonos, código del área y nombre de la instalación

para casos de emergencia" y el "Nombre y logotipo del Distribuidor", y

e) Cinta de advertencia: a una distancia sobre la tubería enterrada y antes de

tapado total de la zanja se debe colocar una banda o cinta de advertencia que

indique la presencia de una tubería enterrada de gas bajo ésta.

8.6.2 Señalización durante la construcción. Al realizar trabajos de construcción o

mantenimiento en el sistema de distribución o al concluir la jornada de trabajo se

deben colocar señalamientos visibles con indicaciones de advertencia sobre la

existencia de la zanja y de la tubería de gas. Los letreros deben indicar el nombre del

distribuidor y/o del constructor, los números telefónicos para atender quejas. El

distribuidor debe acordonar el área para prevenir al público en general sobre dichos trabajos.

8.7 Instalación de tubería de acero.

8.7.1 Tendido. La tubería y materiales empleados en la construcción se deben

manejar cuidadosamente, tanto en la carga como en la descarga para evitar dañarlos,

especialmente, al bisel de la tubería y al recubrimiento anticorrosivo de la misma.

8.7.2 Doblado. El procedimiento mecánico para doblar la tubería se debe efectuar

por medio de un proceso en frío para evitar una deformación en la sección circular del tubo.

8.7.3 Al efectuar un doblado en el tubo es necesario observar lo siguiente:

- a) El diámetro exterior del tubo no se debe reducir en cualquier punto más del 2,5% del diámetro nominal;
- b) El doblaje no debe perjudicar o limitar la funcionalidad de la tubería;
- c) El cordón longitudinal de la tubería debe estar cerca del eje neutro del doblaje;
- d) El radio del doblaje del eje de la tubería debe ser igual o mayor a 18 veces el diámetro exterior de la tubería;
- e) La tubería no se debe doblar en un arco mayor de 90° (noventa grados);
- f) El doblaje debe presentar un contorno suave y estar libre de arrugas, grietas, o cualquier otro daño, y
- g) La curva no debe estar a una distancia menor de 1,8 (metros de los extremos de la tubería, ni a una distancia menor de un metro de la soldadura de campo.

8.7.4 Limpieza. El cuerpo y los biseles de los tubos se deben inspeccionar antes de iniciar los trabajos de soldadura y aplicación del recubrimiento. Los biseles de los tubos se deben limpiar para eliminar cualquier material extraño a éstos. Durante esta operación se debe verificar que el tubo no presente fisuras u otros defectos. Aquellos tubos que se encuentren dañados se deben reparar o, en su caso, reemplazar. Durante la alineación de la tubería y antes de iniciar la soldadura, se debe limpiar el interior de cada tramo para eliminar residuos y objetos extraños.

8.7.5 Soldadura. El personal que realice trabajos de soldadura se debe calificar de conformidad con lo establecido en las normas oficiales mexicanas o, en caso de no existir éstas, en la normatividad aplicable.

8.7.6 Procedimientos. Los procedimientos de aplicación de soldadura se deben realizar de conformidad con lo establecido en las normas oficiales mexicanas o, en caso de no existir éstas, en la normatividad aplicable.

8.7.7 Requisitos generales para realizar trabajos de soldadura:

- a) Los trabajos de soldadura se deben realizar por un soldador calificado que tenga conocimiento y experiencia en los procedimientos de soldadura de conformidad con la normatividad aplicable. La calificación de los procedimientos de soldadura se debe determinar con pruebas destructivas establecidas en dicha normatividad, y
- b) Cada procedimiento de soldadura se debe registrar con todo detalle en la bitácora de construcción del distribuidor, incluyendo los resultados de las pruebas de calificación del técnico soldador. Dicho registro se debe llevar a cabo y conservar siempre que se utilice cualquiera de los procedimientos seleccionados de soldadura.

8.7.8 Calificación de técnicos soldadores:

- a) Un técnico soldador se calificará de acuerdo con la normatividad



aplicable;

b) Un técnico soldador se podrá calificar para realizar soldaduras en tubos que van

a operar a una presión que produce un esfuerzo tangencial menor al 20% de la

RMC, si realiza una prueba de soldadura y ésta es aceptable de acuerdo con el

procedimiento de soldadura seleccionado, de conformidad con lo establecido en

la normatividad aplicable. Un técnico soldador que realice soldaduras en conexiones de tuberías de servicio a tuberías principales debe realizar una

prueba de soldadura como parte de la prueba de calificación. El resultado de la

prueba de soldadura debe ser aprobado por personal calificado de la compañía

distribuidora, y

c) La calificación de los soldadores debe ser avalada por personal competente que

tenga los conocimientos y experiencia adecuados para realizar y calificar dichos

trabajos de soldadura. Después de la calificación inicial, un técnico soldador no

podrá realizar soldaduras a menos que:

i) Se haya recalificado, por lo menos una vez cada año, o

ii) Que dentro de los siete y medio meses anteriores, pero por lo menos dos veces

al año, haya realizado:

1. Trabajos de soldadura que hayan sido probados y encontrados aceptables

de acuerdo con las pruebas de calificación, o

2. Para los soldadores que solamente trabajan en tuberías de servicio de 50

mm de diámetro o menores, se les hayan evaluado dos muestras de soldaduras, encontrándolas aceptables de acuerdo a las prácticas comunes en la industria y a la normatividad aplicable.

8.7.9 Restricciones a las actividades de los soldadores:

a) Ningún técnico soldador debe realizar soldaduras relativas a un procedimiento

preestablecido a menos que, dentro de los 6 meses anteriores, haya realizado

soldaduras que hubieran requerido la aplicación de dicho procedimiento, y

b) Un técnico soldador que haya sido calificado no puede prestar los servicios

correspondientes a menos que dentro de los 6 meses anteriores haya pasado

una prueba de soldadura de conformidad con la normatividad aplicable.

8.8 Protección contra corrosión en tuberías de acero.

8.8.1 Para el control de la corrosión externa en sistemas de tuberías de acero que

estén enterradas, sumergidas, o expuestas a la intemperie, se debe cumplir con lo

establecido en el Apéndice II de esta norma.

8.8.2 El recubrimiento aplicado para evitar la corrosión externa debe cumplir con lo

establecido en el Capítulo 3 del Apéndice II de esta norma.

8.8.3 El distribuidor debe elaborar planos en los que se indique el tipo de elementos

utilizados en la protección catódica.

## 8.9 Instalación de tubería de polietileno.

### 8.9.1 Generalidades.

8.9.1.1 Se debe utilizar la tubería de polietileno de acuerdo con la NMX-E-043-2002.

8.9.1.2 En el lugar de trabajo, cada rollo o tramo de tubería de polietileno se debe revisar visualmente para verificar que no tenga defectos que puedan afectar sus propiedades funcionales, la tubería se debe revisar antes de bajarla a la zanja para su instalación final.

8.9.1.3 La tubería de polietileno debe de estar enterrada o protegida de los rayos

ultravioleta y daños mecánicos, durante el almacenamiento e instalación.

8.9.1.4 Daños, defectos o reparaciones. Las tuberías que presenten hendiduras o

rayones mayores del 10% del espesor de pared o cualquier otro daño deben ser

reparadas eliminando la parte dañada.

### 8.9.2 Uniones.

8.9.2.1 Conexiones de polietileno. Los procedimientos que se deben utilizar para

efectuar las uniones de la tubería de polietileno con las conexiones son termofusión,

electrofusión o medios mecánicos. No se debe unir tubería de polietileno por medio de

uniones roscadas o fusión por flama abierta. Las uniones en tuberías de polietileno

deben resistir las fuerzas longitudinales causadas por la contracción de las tuberías o

por tensión provocada por cargas externas.

8.9.2.2 Cuando se realicen trabajos de fusión en condiciones climatológicas

adversas tales como lluvia, tolvanera o tormenta de arena, se deben utilizar cubiertas

o medios de protección adecuados.

8.9.2.3 En la electrofusión se pueden soldar dos SDR diferentes o dos resinas

diferentes.

8.9.2.4 En la termofusión no se pueden soldar dos SDR diferentes o dos resinas

diferentes.

8.9.2.5 Debe estar disponible una copia de los procedimientos para realizar las

uniones en tuberías de polietileno para las personas que las efectúan e inspeccionan.

8.9.3 Capacitación. El personal que realice uniones en tuberías y conexiones de

polietileno debe demostrar su capacidad y experiencia en este campo en conformidad

con prácticas internacionalmente reconocidas.

8.9.4 Recalificación. Un técnico soldador de tubería y conexiones de polietileno se

debe recalificar si:

a) No ha realizado ninguna unión en los seis meses anteriores;

b) Tiene tres fallas consecutivas que resulten inaceptables, y

c) Cuando termine la vigencia de su certificado.

## 8.10 Instalación de tubería de cobre.

8.10.1 La tubería de cobre se puede instalar enterrada o arriba de la superficie del

suelo. No se debe utilizar tubería de cobre cuando exista riesgo de daño mecánico en el lugar donde se va a instalar.

8.10.2 Las uniones de tubería de cobre rígido deben ser enchufadas y soldadas por capilaridad con soldadura fuerte de aleaciones de plata o de cobre fosforado.

8.10.3 La aleación utilizada debe tener un punto de fusión arriba de 811 K y no debe contener más de 0,05% de fósforo.

8.10.4 El personal que realice uniones en tuberías de cobre debe demostrar su capacidad y experiencia en ese campo en conformidad con prácticas internacionalmente reconocidas.

8.10.5 No están permitidas las uniones a tope ni roscadas.

8.10.6 Para conectar válvulas o accesorios roscados se puede utilizar tubo de cobre roscado, siempre que el espesor de pared del tubo utilizado sea equivalente al tubo de acero cédula 40 de tamaño comparable.

8.10.7 En tuberías enterradas deben tomarse las medidas necesarias para prevenir la corrosión por acción del par galvánico cuando el cobre es unido al acero u otro metal con menor potencial.

8.10.8 En su caso, las tuberías de cobre deben protegerse, contra la acción de agentes corrosivos agresivos (ácidos o alcalinos).

9. Tomas de servicio

9.1 Las tomas de servicio se deben conectar en la parte superior o a un costado de la tubería del ramal de suministro, pero nunca en la parte inferior.

9.2 Las tomas de servicio se deben instalar enterradas a 60 cm de profundidad como mínimo en propiedad privada y banquetas. Cuando esto no sea posible, la toma de servicio se debe proteger mediante una camisa resistente a las cargas externas previstas.

9.3 No se permite la instalación de tomas de servicio que pasen por debajo de una construcción.

9.4 La salida de la toma de servicio debe quedar en un lugar determinado por el distribuidor de manera que los equipos de medición, regulación y corte sean accesibles para el distribuidor.

9.5 Cuando una toma de servicio no quede conectada a la instalación de aprovechamiento se debe colocar en su extremo una válvula con un tapón hermético que no dañe la tubería al colocarlo ni al quitarlo.

9.6 Las tomas de servicio pueden ser de tubería de acero, cobre rígido o polietileno.

9.7 Las tomas de servicio de acero se deben proteger de la corrosión de acuerdo con el párrafo 8.8 de esta Norma.

9.8 Las tomas de servicio de polietileno deben cumplir con lo siguiente:

a) Se deben conectar al ramal de suministro mediante una junta mecánica diseñada e instalada para soportar los esfuerzos causados por la contracción y

expansión de la tubería y por cargas externas.

b) Se debe proteger del esfuerzo cortante causado por asentamiento del suelo.

c) Para conectarse a la estación de medición y regulación del usuario arriba de la superficie del suelo, se debe cambiar por tubería metálica o protegerla la tubería de polietileno contra daños mecánicos y rayos ultravioleta con una camisa desde su nivel enterrado hasta la conexión con la estación de medición y regulación.

9.9 Las tomas de servicio para edificios con múltiple de medición en azoteas deben

cumplir con lo siguiente:

a) Se puede usar tubería de acero y/o de cobre adosada en forma visible a las

paredes del edificio en posición vertical y horizontal. No se permite la instalación de tomas de servicio ocultas en las paredes ni que pasen por debajo ni por el interior de edificios.

b) Las tuberías verticales que salen del piso deben ser de acero o de cobre protegido contra daños mecánicos al menos 2 metros sobre el nivel del piso.

c) Deben tener una válvula de corte a la entrada del gas junto al edificio dentro de un registro enterrado o en la tubería vertical a una altura máxima de 1,8 metros del nivel de piso.

d) Las tuberías verticales se deben sujetar con abrazaderas con material aislante, espaciadas como máximo a 3 metros.

e) Las tuberías horizontales deben quedar soportadas para evitar flambéo o flexión. El máximo espaciamiento entre soportes debe ser de acuerdo al cuadro

6.

CUADRO 6

Espaciamiento entre soportes

Diámetro nominal

mm (pulg)

Espaciamiento

máximo

m

12,7 (1/2)

15,9 (5/8) y 19

(3/4)

25 (1) y mayores

1,2

1,8

2,4

10. Inspección y pruebas

10.1 Inspección. Se debe realizar una inspección visual durante el desarrollo de los

trabajos en todos los frentes, como son: excavación, alineado y soldado, recubrimiento

y bajado y relleno de zanja de acuerdo a los procedimientos y a la normatividad

existente. Esta inspección la debe realizar el personal calificado del

distribuidor. El personal calificado del distribuidor debe ordenar la corrección y reparación de las anomalías encontradas durante esta inspección.

10.2 Las pruebas no destructivas para comprobar la integridad de una soldadura se deben realizar por métodos radiográficos, que muestren los defectos que puedan afectar dicha integridad.

10.3 En casos especiales se podrán utilizar otros métodos no destructivos tales como: partículas magnéticas, ultrasonido y líquidos penetrantes.

10.4 Cuando se requieran pruebas no destructivas de las uniones soldadas durante

el día, el supervisor de la obra seleccionará, aleatoriamente, un porcentaje de las soldaduras que se deben probar, de acuerdo a lo siguiente:

- a) En clase de localización 1 por lo menos el 10%;
- b) En clase de localización 2 por lo menos el 15%;
- c) En clases de localización 3 por lo menos el 40%;
- d) En clases de localización 4 el 75%;
- e) En cruces con ferrocarriles, carreteras, cuerpos de agua e instalaciones superficiales el 100%, y

f) Todo lo anterior aplica para tuberías de diámetro mayor a 50 mm.

10.5 Una soldadura se aprueba cuando ha sido inspeccionada visualmente o probada de manera no destructiva, por personal calificado, de acuerdo a la normatividad aplicable.

10.6 Prueba de hermeticidad.

10.6.1 Generalidades.

a) Toda tubería que conduzca gas debe ser objeto de una prueba de hermeticidad

antes de ser puesta en servicio, dicha prueba debe ser realizada por personal capacitado;

b) Para efectuar las pruebas de hermeticidad se debe utilizar agua, aire o gas

inerte. Sólo el distribuidor puede autorizar a realizar estas pruebas a la presión

de operación con gas natural. Se prohíbe el uso de oxígeno como elemento de prueba;

c) La prueba de hermeticidad para la unión de conexiones a las ampliaciones del

sistema con las tuberías existentes o por reparaciones a las mismas, se podrá

probar a la presión de operación con la unión descubierta y mediante la aplicación de jabonadura en la misma, y

d) El extremo de la toma de servicio debe quedar obturado por medio de una brida

ciega o tapón roscado para efectuar la prueba de hermeticidad.

10.6.2 Se debe de llevar un registro de las pruebas de hermeticidad realizadas, con

el objeto de dejar constancia escrita de las mismas con ayuda de los registradores

gráficos adecuados de presión y temperatura.

10.6.2.1 Los equipos utilizados para determinar la variación de la presión y

temperatura deben tener un certificado de calibración vigente para la

prueba.

10.6.2.2 Al término de la prueba no debe existir cambio en la presión, por lo que se considera que la instalación es hermética. La variación de presión admisible es la atribuible a una variación en temperatura al cerrar la gráfica, esta variaci3n debe demostrarse mediante el cculo matemático correspondiente. En caso contrario, el sistema se debe revisar hasta eliminar las fugas repitiendo la prueba hasta lograr la hermeticidad del mismo.

10.6.2.3 La gráfica debe ser firmada por el representante del Distribuidor, el representante de la constructora y la Unidad de Verificaci3n, al reverso de la misma se debe indicar, el resultado, hora y la fecha en que se realiz3 la prueba, así como la identificaci3n del tramo de línea y material o sistema de distribuci3n probado.

10.6.2.4 Para tomas de servicio residenciales en cobre, acero o polietileno, la prueba de hermeticidad puede no ser avalada por la Unidad de Verificaci3n.

10.6.2.5 Las pruebas se harán en las condiciones que se describen en las tablas

siguientes:

CUADRO 7

Pruebas de Hermeticidad

Red de Acero

Presi3n de

operaci3n

y diámetro

Pruebas a

soldadura y/o

conexiones

Fluido de

prueba

Duraci3n y

presi3n

de prueba

Instrumento

Para esta

clasificaci3n se

debe cumplir con:

- Menor o igual a

410 kPa,

- Diámetro igual o

menor a 100 mm

- Longitud igual o

menor a 100

metros, en tubería

no enterrada

Radiografía:

100% y

aplicaci3n de

jabonadura

10.6.1,

inciso b)

1,5 veces la presi3n

de operaci3n por el

tiempo que dure la  
verificación de las  
soldaduras con  
jabonadura  
Manómetro  
Igual o menor a  
410 kPa  
Radiografía:  
Según punto  
10.4  
10.6.1,  
inciso b)  
24 hrs a 1,5 veces  
la Presión de  
operación  
Manógrafo  
Y  
Termógrafo

Mayor a 410 kPa  
Radiografía:  
Según punto  
10.4  
Agua  
24 hrs a 1,5 veces  
la Presión de  
operación  
Manógrafo  
Y  
Termógrafo  
RED DE POLIETILENO  
Presión de  
operación  
y diámetro  
Pruebas a  
soldadura  
y/o  
conexiones  
Fluido de  
prueba  
Duración y presión  
de prueba  
Instrumento  
Para esta  
clasificación se  
debe cumplir con:  
- Menor o igual a  
410 kPa  
- Diámetro igual o  
menor a 110 mm  
- Longitud igual o  
menor a 100  
metros a tubería  
descubierta  
durante el tiempo  
de la prueba  
- Aplicación  
de  
jabonadura  
10.6.1,  
inciso b)

1,5 veces la Presión de  
operación por el  
tiempo que dure la  
verificación de las  
soldaduras con  
jabonadura.

Manómetro de la red  
Igual o menor a  
410 kPa

Aplicación  
de

jabonadura  
Aire o gas  
inerte

24 hrs a 1,1 veces la  
presión de operación

Manógrafa

Y

Termógrafa

Mayor a 410 kPa e

Igual o menor a  
689 kPa

Aplicación  
de

jabonadura

10.6.1,

inciso b)

Con agua, 24 hrs a 1,5  
veces la presión de  
operación;

Con aire o gas inerte,  
24 hrs a 1,1 veces la

presión de operación.

Manógrafa

Y

Termógrafa

ACOMETIDA O TOMA DE SERVICIO

Presión de  
operación

y diámetro

Pruebas a  
soldadura

y/o

conexiones

Fluido de

prueba

Duración y

presión de

prueba

Instrumento

Acero a presión

igual o menor a 410  
kPa y

Diámetro mayor a  
50 mm

(2 pulg)

Longitudes mayores  
a 20 m.

Radiografía:

según



párrafo 10.4  
Aire o gas  
inerte  
8 horas a 1,1  
veces la presión  
de operación.  
Manógrafa y  
Termógrafa  
Igual que el  
anterior, pero con  
longitudes menores  
a 20 m.  
Aplicación  
de  
jabonadura  
Aire o gas  
inerte o gas  
natural, de  
acuerdo con  
10.6.1  
8 horas a la  
presión de  
operación  
Manómetro  
Acero a presión  
igual o menor a 410  
kPa,  
Diámetro menor a  
50 mm  
(2 pulg)  
Radiografía:  
según  
párrafo  
10.4  
Aire o gas  
inerte  
15 Minutos a  
1,1 veces la  
presión de  
operación.  
Manómetro  
Acero a presión  
mayor de 410 kPa  
Radiografía:  
según  
párrafo  
10.4  
10.6.1, inciso  
b)  
8 hrs a 1,5  
veces la presión  
de operación.  
Manógrafa y  
Termógrafa  
Poliétileno a presión  
igual o menor de  
410 kPa  
Aplicación  
de  
jabonadura  
Aire o gas

inerte  
15 Minutos a  
1,1 veces la  
presión de  
operación.  
Manómetro  
Polietileno a presión  
mayor a 410 kPa e  
Igual o menor a 689  
kPa  
Aplicación  
de  
jabonadura  
10.6.1, inciso  
b)

8 hrs a 1,5  
veces la Presión  
de operación.

Manógrafo y  
Termógrafo  
Cobre, igual o  
menor a  
410 kPa

Aplicación  
de  
jabonadura  
Aire o gas  
inerte

15 Minutos a  
1,1 veces la  
presión de  
operación.

Manómetro

10.6.3 La prueba de hermeticidad de las tuberías de estaciones de regulación y de regulación y medición se harán sin instrumentos de control y medición y de acuerdo con el cuadro 7 anterior, según aplique, para detección de fallas en uniones o en soldaduras. Una vez que se conecten los instrumentos de control y medición, se deberá hacer una prueba de hermeticidad del conjunto a la presión de operación para la detección de fugas por medio de jabonadura a las uniones bridadas o roscadas y eliminación de las mismas, antes de que ésta entre en operación.

10.6.4 Los resultados de las pruebas de hermeticidad deben estar disponibles a la Unidad de Verificación y, a falta de ésta, a una empresa dictaminadora autorizada por la Comisión. El resultado de la prueba de hermeticidad del sistema o parte de éste debe estar a disposición de la Comisión Reguladora de Energía.

10.6.5 Cuando el sistema de distribución se desarrolle por etapas, se debe realizar una prueba de hermeticidad a la etapa correspondiente antes de que ésta entre en operación.

11. Puesta en servicio. Antes de iniciar la operación del sistema de distribución, o

de cualquier ampliación, extensión o modificación del sistema, se deberá:

1. Dictaminar el sistema de distribución, ampliación, extensión o modificación de

la sección correspondiente por una Unidad de Verificación, considerando lo

establecido en los capítulos 5 al 10 de esta Norma, e

2. Integrar el dictamen, como parte de la verificación del párrafo 11.1.

11.1 Verificación anual. El permisionario debe presentar anualmente ante la

Comisión un dictamen de una Unidad de Verificación que compruebe el cumplimiento

de esta norma en lo relativo a la operación, mantenimiento y seguridad. Asimismo

debe integrar los dictámenes de las ampliaciones, extensiones, o modificaciones del

sistema de acuerdo con lo establecido en el capítulo 11.

12. Mantenimiento del sistema de distribución

12.1 Generalidades. El distribuidor debe contar con un manual de procedimientos

de operación y mantenimiento del sistema de distribución en el que se describan,

detalladamente, los procedimientos que se llevan a cabo en el sistema. El manual de

operación y mantenimiento debe ser aprobado por la Comisión y actualizarse de

acuerdo con la normatividad aplicable para reflejar los avances tecnológicos en la

industria. El manual debe contener, como mínimo, lo siguiente:

a) Descripción de los procedimientos de operación y mantenimiento del sistema de

distribución durante la operación normal, puesta en operación y paro. Dichos

procedimientos deben incluir los relativos a las reparaciones del equipamiento

de la red (estaciones, instrumentación, entre otros);

b) Identificación de las instalaciones de mayor riesgo para la seguridad pública;

c) Programa de inspecciones periódicas para asegurar que el sistema de distribución cumple con las especificaciones de diseño;

d) Programa de mantenimiento preventivo que incluya los procedimientos y los

resultados de las pruebas e inspecciones realizadas al sistema de distribución

(bitácora de operación y mantenimiento);

e) La periodicidad de las inspecciones;

f) Programa de suspensión de operación por trabajos de mantenimiento;

g) Capacitación al personal que ejecuta las actividades de operación y mantenimiento para reconocer condiciones potencialmente peligrosas que están

sujetas a la presentación de informes a la Comisión, y

h) El distribuidor debe elaborar un programa de mantenimiento del sistema de

protección catódica basado en una revisión sistemática de los potenciales

eléctricos del sistema, en la localización de contactos que elimine las salidas o

pérdidas de corriente del sistema y en la revisión de la resistencia eléctrica para

determinar el estado que guardan los aislantes que delimitan los circuitos de

protección catódica configurados.

#### 12.2 Calidad del gas.

El gas que se inyecte en el sistema de distribución y que se entregue a los usuarios debe cumplir con la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-1997, Calidad del gas natural, o la norma que la sustituya.

#### 12.3 Odorización.

El distribuidor es responsable de la odorización del gas y el monitoreo, se deben realizar de acuerdo con el Apéndice I, Odorización del gas natural de esta Norma. Así como el monitoreo del nivel de odorización.

#### 12.4 Sistema de telecomunicación.

La operación del sistema de distribución debe ser respaldada por un sistema de telecomunicación que permita establecer una comunicación continua durante las 24 horas del día, los 365 días del año, entre el centro de control y las cuadrillas encargadas de realizar las labores de operación, mantenimiento, atención a fugas, atención a clientes y supervisión del sistema de distribución.

#### 12.5 Prevención de accidentes.

12.5.1 Si se determina mediante inspección que un tramo de tubería no se encuentra en condiciones satisfactorias, pero no existe peligro inmediato el distribuidor

debe iniciar un programa para reacondicionamiento o reemplazo del tramo.

12.5.2 Durante la inspección o la instalación de tuberías donde pueda haber

presencia de gas, se debe observar lo siguiente:

a) No se debe fumar, tener flamas abiertas, usar linternas que no sean a prueba

de explosión o utilizar cualquier otro dispositivo que produzca chispa o represente una fuente de ignición;

b) Antes de proceder a cortar o soldar la tubería de gas, se deben suspender el

suministro, purgar dichas tuberías y detectar que no hay presencia de gas con

un detector de gas combustible;

c) La tubería de acero se debe conectar a tierra antes de hacer algún trabajo en la

línea (si se tiene protección catódica por corriente impresa, desconectar el

rectificador de corriente). La tubería de polietileno se debe descargar de

electricidad estática;

d) La iluminación artificial se debe producir con lámparas y sus interruptores a

prueba de explosión;

e) Se debe tener en el sitio de trabajo personal de seguridad y extintores de

incendio;

f) Se deben evitar las concentraciones de gas en recintos confinados;

g) Establecer ventilación inmediata en lugares donde se haya acumulado el gas, y

h) Se debe utilizar equipo, herramienta y utilería de seguridad antichispa.

#### 12.6 Suspensión de servicio.

12.6.1. Notificación de interrupción del servicio. Cuando sea necesario

suspender el servicio por razones de mantenimiento o reparaciones programadas en una línea o algún otro componente del sistema de distribución, el distribuidor se debe apegar a lo establecido en los artículos 76, 77 y 78 del Reglamento de Gas Natural y 84 fracción II del Reglamento de Gas Licuado de Petróleo.

12.7 En casos de fuerza mayor o emergencia, los usuarios afectados deben ser notificados por el distribuidor de las medidas tomadas para restablecer el servicio tan pronto como sea posible.

12.8 Interrupción de trabajos de mantenimiento. En caso de que un trabajo de mantenimiento en el sistema de distribución se requiera suspender, el sistema se debe dejar en condiciones seguras para su operación y aplicar las medidas establecidas en el manual de operación y mantenimiento.

12.9 Servicio de emergencia.

El distribuidor debe proporcionar un servicio de emergencia las 24 horas del día, durante los 365 días del año de manera ininterrumpida. Para ello, debe contar con vehículos equipados con detectores de fugas, explosímetros, herramientas, accesorios, y personal capacitado para atender cualquier emergencia en el sistema y controlar las fugas de manera eficiente.

12.9.1 Todo reporte de fuga debe ser atendido de acuerdo el Apéndice III,

"Monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas natural y gas LP en ductos"

normativa vigente, hasta dejar el sistema en condiciones normales de operación.

Después de haber reparado la fuga, el tramo de tubería correspondiente se debe

probar a la presión de operación para verificar que la fuga fue eliminada.

12.9.2 El equipo utilizado para un servicio de emergencia y el personal asignado a dicho servicio deben ser adecuados para hacer frente a este tipo de situaciones.

12.10 Programa de monitoreo de fugas. El distribuidor debe cumplir con lo establecido en el Apéndice III.

12.11 Mantenimiento de reguladores.

El distribuidor debe elaborar y ejecutar un programa de inspección y reparación de

reguladores para garantizar su operación segura e ininterrumpida. La capacidad, el

tamaño del regulador y la presión de operación, son parámetros relevantes para

determinar la frecuencia de las revisiones y el grado de mantenimiento requerido.

12.12 Mantenimiento de estaciones de regulación y de regulación y medición.

Las estaciones se deben someter a un programa anual de inspección y pruebas que

cubra lo siguiente:

- a) Objetivos (de la instalación) del programa;
- b) Especificaciones técnicas y características;
- c) Pruebas mecánicas de operación;
- d) Pruebas específicas de instrumentación (reguladores, medidores, manómetros, termómetros, entre otros);
- e) Prueba de los dispositivos de seguridad, y
- f) Programa de operación y mantenimiento (de acuerdo a resultados).

#### 12.13 Mantenimiento de registros y válvulas de seccionamiento.

Los registros que contengan válvulas de seccionamiento se deben inspeccionar

periódicamente para verificar que éstos permanezcan libres de basura, agua o

cualquier otra sustancia extraña al sistema. Las válvulas se deben lubricar y proteger

con un recubrimiento anticorrosivo de acuerdo con el capítulo 3 del Apéndice II de esta

Norma. Asimismo, se debe revisar el funcionamiento de las válvulas, los accesorios

que tenga la instalación, y los aislantes de las bridas para verificar la continuidad

eléctrica de la tubería.

#### 12.14 Desactivación de tuberías.

El distribuidor debe elaborar un procedimiento para desactivar las tuberías que

considere lo siguiente:

a) Cada tubería desactivada se debe desconectar de la fuente de suministro de gas

y purgarse;

b) Si se utiliza aire para el purgado, el distribuidor se debe asegurar que no exista

una mezcla combustible después del purgado;

c) La tubería se debe obturar utilizando bridas ciegas o tapones;

d) El distribuidor debe mantener un registro de las tuberías

desactivadas;

e) La tubería que vaya a ser reactivada se debe probar con el propósito de

demonstrar su integridad para el servicio que se requiera; en este caso, las

tuberías de acero se deben haber mantenido protegidas contra la corrosión, y

f) Cada registro de válvulas desactivado se debe llenar con un material compacto

adecuado por ejemplo: Arena, tierra fina, entre otros.

#### 12.15 Reclasificación de tuberías.

12.15.1 Esta sección establece los requisitos mínimos que se deben cumplir para la

reclasificación de tuberías en operación que se van a someter a incrementos de

presión. Para ello, es necesario determinar la máxima presión de operación permisible

(MPOP) a las nuevas condiciones y las tuberías que sea necesario reclasificar.

#### 12.15.2 Requisitos generales.

12.15.2.1 Incrementos de presión. Cuando se requiera modificar las condiciones de

operación de una tubería por aumento de la presión, ésta se debe incrementar

gradualmente, de tal manera que pueda ser controlada y de acuerdo con lo

siguiente:

a) Después de cada incremento, la presión se mantendrá constante mientras el tramo completo de tubería se revisa para verificar que no existan fugas;

b) Cada fuga detectada se debe reparar antes de realizar un nuevo incremento de presión;

c) Cuando se someta un tramo de tubería a condiciones de operación más exigentes, se debe llevar un registro de las acciones tomadas en el sistema

para acondicionarlo al nuevo rango de presión;

d) Cuando se modifiquen las condiciones de operación de un tramo de tubería, se

debe registrar por escrito el procedimiento llevado a cabo para verificar el

cumplimiento de esta Norma, y

e) A excepción de lo previsto en el párrafo 12.15 de esta Norma, al establecerse

una nueva MPOP, ésta no debe exceder el valor máximo permitido para un tramo de tubería nuevo, construido con el mismo tipo de material, en la misma

clase de localización, de acuerdo con el cuadro 2 de esta Norma.

12.15.2.2 Reclasificación. Ninguna tubería de acero se puede operar a una presión

mayor a su MPOP si no se cumplen los requisitos siguientes:

a) Revisar el historial de diseño, operación y mantenimiento del tramo y las pruebas anteriores realizadas a la tubería en cuestión;

b) Realizar una investigación histórica de fugas (si no se ha realizado una investigación de fugas en más de 1 año) y reparar aquellas que se

localicen en la tubería;

c) Realizar las reparaciones, reemplazos o adecuaciones que sean necesarias para

que opere con seguridad cuando se incremente la presión;

d) En caso de que la tubería esté descubierta se deben reforzar las derivaciones,

codos y terminaciones de las uniones de tubos que hayan sido acoplados por

compresión, con el objeto de evitar fallas;

e) Aislar el tramo de tubería en el que se incrementará la presión;

f) Si la presión en la tubería es mayor que la presión entregada al usuario, se

debe instalar un regulador debidamente probado para verificar la nueva presión

de operación;

g) El aumento de la MPOP se debe hacer en incrementos graduales de 70 kPa o

25% del total de la presión que se aumentará, aquel que produzca el menor

número de incrementos. Se deben hacer como mínimo, dos incrementos graduales para alcanzar la MPOP, y

h) Si se desconoce el espesor nominal de pared del tubo, el operador lo determinará midiendo el espesor de cada pieza en cuatro puntos a 90°. El

promedio de todas las medidas tomadas nos indicará cuál es espesor nominal

de la tubería.

12.15.3 Reclasificación de la tubería por clase de localización.

12.15.3.1 Cuando la clasificación de la tubería se modifique como consecuencia de

un cambio en la densidad de población o por desarrollo de la localidad, las tuberías se deben sujetar a los requisitos de la clase de localización correspondiente o realizarse una evaluación técnica para:

a) Comparar el diseño, procedimientos de construcción y de prueba durante la construcción con los requisitos establecidos en esta Norma para la clase de localización correspondiente;

b) Determinar el estado en que se encuentra el sistema por medio de inspecciones

de campo y de los registros de operación y mantenimiento, y

c) Determinar tipo, proximidad y extensión del desarrollo urbano que ha ocasionado el cambio de clasificación en la clase de localización

tomando en

consideración los lugares de concentración de personas, tales como escuelas,

hospitales y áreas de recreación construidas cerca de las tuberías existentes.

12.15.3.2 Cuando por medio de la evaluación técnica se determine que el espesor

de pared de la tubería no es el adecuado por el cambio de clasificación de zona urbana,

la tubería se debe reemplazar a la brevedad posible, o evaluarse técnicamente para

determinar su MPOP. El nuevo espesor de pared de la tubería se debe calcular de

acuerdo a lo establecido en el inciso 5.2.1.

13. Programa interno de protección civil

13.1 Generalidades. El distribuidor debe tener previsto el programa interno de

protección civil en el cual se establezcan las acciones preventivas de auxilio y

recuperación destinadas a salvaguardar la integridad física de la población y sus

bienes, y proteger el sistema de distribución ante la ocurrencia de un siniestro. El

programa interno de protección civil consta de:

a) Programa de prevención de accidentes;

b) Programa de auxilio, y

c) Recuperación.

13.2 Programa de prevención de accidentes.

13.2.1 Este programa tiene como objeto establecer las medidas para evitar y/o

mitigar el impacto destructivo de los siniestros sobre la población, sus bienes y el

medio ambiente. Por lo anterior, es necesaria la creación de una unidad interna de

protección civil y designar a un titular responsable del programa de prevención de

accidentes. El distribuidor debe:

a) Llevar a cabo un análisis de riesgo en el que se identifiquen los riesgos a que

está expuesto el sistema, así como las condiciones generales del mismo.

Actualizar los planos para la localización precisa de las válvulas de seccionamiento, de las estaciones de regulación y de los demás

componentes

del sistema;

b) Tener directorios del personal integrante de la unidad interna de



protección civil  
y de las organizaciones de respuesta a emergencias. Contar con inventarios de recursos humanos y de recursos materiales para uso interno en situaciones de emergencias. Debe implantar un procedimiento para informar al Centro de Comunicaciones de la Dirección General de Protección Civil, ante la eventualidad de un desastre;

c) Elaborar un programa de mantenimiento y pruebas que tenga como objetivo, determinar, estructurar y aplicar las normas y procedimientos internos de carácter preventivo y correctivo, para preservar la integridad física del sistema de distribución. El programa debe incluir:

- I) El mantenimiento preventivo del sistema;
- II) La protección catódica de las tuberías metálicas;
- III) La detección de fugas mediante la revisión sistemática y documentada del sistema;

IV) El sistema de administración de la integridad del sistema de distribución, y  
la  
V) Inspección rutinaria del mismo.

d) Establecer procedimientos de seguridad con lineamientos de salvaguarda, aplicables al sistema, que comprenda controles de acceso, restricción de entrada a áreas de riesgo, elaboración e instrumentación de procedimientos para el trabajo en líneas vacías y vivas, la supresión y reparación de fugas, así como la elaboración de lineamientos generales para la prevención de accidentes;

e) Contar con equipo de seguridad con base en una estimación del tipo de riesgo y vulnerabilidad del sistema. Se debe tener un inventario del equipo de seguridad con que se cuenta para enfrentar una contingencia;

f) Contar con un programa de capacitación específico, de carácter teórico-práctico, dirigido al personal, capacitándolo en la operación y seguridad del sistema;

g) Realizar acciones de difusión y concientización, a través de la elaboración de folletos y anuncios sobre seguridad en el uso del gas, cuyo objeto sea que el personal que labora en el sistema de distribución tenga una cultura de Protección Civil, y

h) Realizar ejercicios y simulacros planeados con el personal con base en la identificación de riesgos a los que está expuesto. Dichas actividades deben consistir en ejercicios de gabinete o simulacros en campo, realizados por lo menos dos veces al año, con la participación de personal interno y de las dependencias involucradas, a fin de prevenir situaciones que se puedan presentar en caso de un siniestro.

### 13.3 Programa de auxilio.

13.3.1 Este programa tiene como objeto establecer las actividades

destinadas a rescatar y salvaguardar a la población que se encuentre en peligro en caso de un siniestro y mantener en funcionamiento los servicios y equipo estratégico. El instrumento operativo de este programa es el Plan de Emergencia y comprende el desarrollo de lo siguiente:

a) Alerta. El distribuidor debe establecer un Sistema de Alerta interno utilizando sistema de comunicación, teléfonos o cualquier otro medio que determine;

b) Plan de Emergencia. El distribuidor debe elaborar un plan de actividades y procedimientos específicos de actuación para hacer frente a fallas en el sistema de distribución o en siniestros. El objetivo fundamental de este plan es la puesta en marcha y la coordinación del operativo de emergencia en función del siniestro, los recursos disponibles y los riesgos previsibles. El plan debe considerar:

I) Un responsable de la operación y un suplente;

II) Establecimiento de un centro de comando identificado e intercomunicado para emergencias;

III) Creación de un sistema de comunicación y alerta entre el distribuidor y los cuerpos de emergencia de la zona geográfica;

IV) Un protocolo de alerta a los cuerpos de seguridad pública;

V) Una relación de funciones y responsabilidades de los organismos involucrados;

VI) Determinación de zonas de emergencia y reglas de actuación en cada una de ellas;

VII) Los procedimientos para la supresión de fugas, uso y manejo de planos de localización de líneas, válvulas y accesorios, y

VIII) Las reglas generales para el combate de incendios.

13.3.2 En caso de siniestro, se deberá dar aviso a la Comisión en un plazo no mayor a 24 horas.

13.4 Programa de recuperación.

13.4.1 Este programa tiene como objeto restablecer, en el menor tiempo posible, las actividades del sistema de distribución posteriores a la ocurrencia de un siniestro.

El instrumento operativo de este programa debe incluir, como mínimo, lo siguiente:

a) Evaluación de daños. El distribuidor debe tener previstos los mecanismos y parámetros para determinar la dimensión de un siniestro, la estimación de daños humanos y materiales que dicho siniestro pueda causar y la posibilidad de que ocurran eventos secundarios o encadenados, con el objeto de solicitar oportunamente la colaboración de los cuerpos de emergencia adicionales y de apoyo técnico especializado;

b) Programa de reparación de las áreas afectadas. El distribuidor debe tener previstos los procedimientos para la restitución, modificación o reemplazo de las zonas afectadas, y

c) Restitución del servicio. Una vez reparadas las áreas afectadas, el distribuidor debe restituir el servicio a los usuarios.

14. Distribución de gas licuado de petróleo por medio de ductos

14.1 Se entiende por sistema de distribución de gas licuado de petróleo por medio de ductos, al conjunto de ductos, compresores, reguladores, medidores y otros

equipos para recibir, conducir y entregar, en estado gaseoso, gas licuado de petróleo

por medio de ductos dentro de una zona, desde el sistema de almacenamiento del

mismo hasta el medidor de los usuarios, siendo éste el punto de conexión del sistema

del distribuidor con las instalaciones para el aprovechamiento.

14.2 Esta Norma es aplicable en su totalidad al sistema de distribución de gas

licuado de petróleo por medio de ductos.

15. Bibliografía

15.1 NOM-008-SCFI-1993, Sistema General de Unidades de Medida.

15.2 American Gas Association (AGA).

15.3 AGA Technical report No. 10, Steady Flow in gas pipelines fluid flow model.

15.4 American Petroleum Institute (API).

15.4.1 API 1104-1999, Welding of pipelines and related facilities.

15.4.2 API 5L-2000, Specification for line pipe.

15.4.3 API RP 5L1-1996, Recommended practice for railroad transportation of line pipe.

15.4.4 API RP 5LW-1996, Recommended practice for transportation of line pipe on

barges and marine vessels.

15.4.5 API 6D-1994, Specification for pipe line valves.

15.5 American Society of Mechanical Engineers (ASME).

15.5.1 ASME B 31.8-1999, Gas transmission and distribution piping systems y

ASME B 31.4 P: Pipeline Transportation Systems for liquid Hydrocarbons and other liquids

15.5.2 ASME BPV-2001, Boiler and Pressure Vessel code, section I, section VIII

division I, section VIII division 2, section IX.

15.5.3 ASME B 16.1-1998, Cast iron pipe flanges and flanged fittings.

15.5.4 ASME B 16.5-1996, Pipe flanges and flanged fittings.

15.5.5 ASME B 16.9-2001, Factory made wrought steel butt welding fittings.

15.5.6 ASME B 16.18-1984/Reaffirmed 1994, Cast copper alloy solder joint pressure fittings.

15.5.7 ASME B 16.22-1995, Wrought copper and copper alloy solder joint pressure fittings.

15.5.8 ASME B 16.25-1997, Buttwelding ends.

15.5.9 ASME B 16.33-1990, Manually operated metallic gas valves for use in gas

piping systems up to 125 psig, size ½" - 2".

15.5.10 ASME B 16.34-1996, Valves flanged, threaded and welding end.

15.5.11 ASME B 16.38-1985/Reaffirmed 1994, Large metallic valves for gas distribution (manually operated NPS 2 1/2" to 12", 125 psig max.).

15.5.12 ASME B 16.40-1985/Reaffirmed 1994, Manually operated thermoplastic gas shut-offs and valves in gas distribution systems.

15.6 American Society for Testing and Materials (ASTM).

15.6.1 ASTM B 32; Standard specification for solder metal

15.6.2 ASTM A 53-1996, Standard specification for pipe, steel, black and hot dipped, zinc coated welded and seamless.

15.6.3 ASTM A 106-1995, Standard specification for seamless carbon steel pipe for high temperature service.

15.6.4 ASTM A 333/A 333M-1994, Standard specification for seamless and welded steel pipe for low temperature service.

15.6.5 ASTM A 381-1993, Standard specification for metal arc welded steel pipe for use with high pressure transmission systems.

15.6.6 ASTM A 671-1994, Standard specification for electric fusion welded steel pipe for atmospheric and lower temperatures.

15.6.7 ASTM A 672-1994, Standard specification for electric fusion welded steel pipe for high pressure service at moderate temperatures.

15.6.8 ASTM A 691-1993, Standard specification for carbon and alloy steel pipe, electric fusion welded for high-pressure service at high temperatures.

15.6.9 ASTM B 813; Standard specification for liquid and paste fluxes for soldering of copper and copper alloy tube.

15.6.10 ASTM B 828; Standard practice for making capillary joints by soldering of copper and copper alloys tube and fittings.

15.6.11 ASTM B 837-1995, Standard specification for seamless copper tube for natural gas and Liquefied Petroleum (LP) gas distribution systems.

15.6.12 ASTM D 1988-1991 (Reapproved 1995), Standard test method for Mercaptans in natural gas using length - of - stain detector tubes.

15.6.13 ASTM D 2513-1999, Standard specification for thermoplastic gas pressure pipe, tubing and fittings.

15.6.14 ASTM D 2657; Standard practice for heat fusion joining of polyolefin pipe and fittings.

15.6.15 ASTM D 3261-1997, Standard specification for butt heat fusion polyethylene (PE) plastic fittings for polyethylene (PE) plastic pipe and tubing.

15.6.16 ASTM D 2683-1995, Standard specification for socket type polyethylene fittings for outside diameter controlled polyethylene pipe and tubing.

15.6.17 ASTM F 905-1996, Standard practice for qualification of polyethylene saddle fusion joints.

15.6.18 ASTM F 1055-1995, Standard specification for electrofusion type polyethylene fittings for outside diameter controlled polyethylene pipe and tubing.

15.7 Government of the United States of America, Code of Federal Regulations

(CFR), Title 49 Department of Transportation (DOT), Chapter 1. -  
Research and special  
programs administration Part 192.

15.7.1 CFR 49 DOT 192-2000, Transportation of natural gas by pipeline:  
Minimum  
safety standards.

15.8 Manufacturers standardization society of the valve and fittings  
industry (MSS).

15.8.1 MSS SP-44-1996 (R 2001), Steel pipe flanges.

15.8.2 MSS SP-75-1998, Specification for high test wrought welding  
fittings.

15.9 National Association of Corrosion Engineers (NACE)

15.9.1 NACE RP 0169-1996, Standard Recommended Practice. Control of  
external

corrosion on underground or submerged metallic piping systems.

15.9.2 NACE TM 0497-1997, Standard Test Method. Measurement techniques  
related to criteria for cathodic protection underground or submerged  
metallic piping  
systems.

15.10 SEDIGAS, S.A.

15.10.1 Recomendación SEDIGAS RS-T-01-1991, Odorización de gases  
combustibles.

16. Concordancia con normas internacionales

Esta Norma no tiene concordancia con ninguna norma internacional, por  
razones

particulares del país.

17. Vigilancia

La Secretaría de Energía, por conducto de la Comisión Reguladora de  
Energía, es la

autoridad competente para vigilar, verificar y hacer cumplir las  
disposiciones

contenidas en esta Norma.

18. Vigencia

Esta Norma Oficial Mexicana entrará en vigor a los sesenta días  
naturales

posteriores a la fecha de su publicación en el Diario Oficial de la  
Federación.

México, D.F., a 6 de febrero de 2003.- El Presidente de la Comisión  
Reguladora de

Energía, Dionisio Pérez Jácome.- Rúbrica.- Los Comisionados: Rubén  
Flores, Raúl

Nocedal, Adrián Rojí y Raúl Monteforte, este último también como  
Presidente del

Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural y Gas Licuado  
de Petróleo

por Medio de Ductos.- Rúbricas.

Apéndice I

Odorización del gas natural

Índice

1. Introducción

2. Definiciones

3. Odorizantes

4. Tipo y cantidad de odorizante a utilizar

5. Sistemas de odorización

6. Control del proceso de odorización

7. Medidas generales de seguridad para el manejo de los odorizantes

1. Introducción

La concentración de odorizante en el gas natural debe ser tal que el gas  
sea

detectado por olfato cuando su concentración en la mezcla con aire sea

de 1% en volumen, esto es la quinta parte del Límite Inferior de Explosividad (LIE).

## 2. Definiciones

Para efectos de aplicación de este Apéndice se establecen las definiciones siguientes:

2.1 Condiciones base: Condiciones bajo las que se mide el gas natural, correspondientes a una presión absoluta de 98 kPa (1 kg/cm<sup>2</sup>), a una temperatura de 293 K (20°C).

2.3 Límite inferior de explosividad (LIE): Valor inferior de la concentración de gas disperso en el aire, debajo del cual no se presenta una mezcla explosiva. En el gas natural el límite inferior de explosividad es el 5% (cinco por ciento) en volumen de gas en aire.

2.4 Límite superior de explosividad (LSE): Valor superior de la concentración de gas natural disperso en el aire, arriba del cual no se presenta una mezcla explosiva.

Para el gas natural el límite superior de explosividad es del 15% (quince por ciento) en volumen de gas en aire.

2.5 Mercaptanos: Compuestos orgánicos sulfurados de olor característico desagradable, tóxico e irritante en altas concentraciones. También conocidos como Tioles.

2.6 Odorización: Proceso mediante el cual se le aplica un odorizante a una sustancia inodora.

2.7 Odorizante: Sustancia química compuesta por mercaptanos que se añade a gases esencialmente inodoros para advertir su presencia.

2.8 Presión de vapor: Presión característica a una determinada temperatura del vapor de una sustancia en equilibrio con su fase líquida.

## 3. Odorizantes

El odorizante debe cumplir, como mínimo, con los requisitos siguientes:

- a) Contar con un grado de pureza que permita alcanzar el nivel de odorización mínimo establecido en el capítulo número 4 de este Apéndice;
- b) Ser compatible con los materiales de fabricación del equipo utilizado para la odorización del gas;
- c) Ser estable física y químicamente para asegurar su presencia como vapor dentro de la corriente de gas;
- d) No ser tóxico ni nocivo para las personas y equipos en la concentración requerida en el capítulo número 4 de este Apéndice;
- e) Ser de fácil combustión dentro del rango recomendado por el fabricante;
- f) Contar con un grado de penetrabilidad que permita detectar las fugas de gas de una tubería enterrada por medio de la mancha que deja en el suelo y así prevenir a la población en el área circundante del peligro;
- g) Tener una solubilidad en agua menor a 2,5% (dos coma cinco por

ciento) en  
masa;

h) Contar con un olor que proporcione al gas natural el aroma característico y persistente;

i) Ser manejable para facilitar su adición al gas natural, y

j) Los productos de la combustión del odorizante no deben ser corrosivos a los

materiales expuestos ni ser nocivos para la salud de la población.

4. Tipo y cantidad de odorizante a utilizar

El gas natural debe ser odorizado a una concentración tal que permita ser detectado

por el olfato cuando las concentraciones alcancen una quinta parte del límite inferior de

explosividad, o cuando la proporción de gas natural en aire sea de 1% (uno por

ciento).

5. Sistemas de odorización

5.1 El equipo de odorización seleccionado debe dosificar el odorizante dentro de los

rangos de concentración recomendados por el fabricante.

5.2 Los equipos de odorización deben cumplir con lo siguiente:

a) La cantidad de odorizante dosificado debe ser proporcional al volumen de gas,

independientemente de las condiciones de presión y temperatura, tanto del ambiente

como del gas natural;

b) Los materiales deben ser resistentes a la corrosión química y atmosférica, y

c) El equipo debe tener la capacidad para manejar un amplio rango de flujos.

5.3 La selección del equipo debe hacerse de acuerdo con el volumen de gas natural

a odorizar.

5.4 Se debe utilizar un contenedor de doble pared con la finalidad de prevenir

derrames.

6. Control del proceso de odorización

6.1 El olor del gas natural debe monitorearse en puntos determinados de la red de

distribución para verificar que la concentración del odorizante sea estable y se perciba

cuando la proporción de gas natural en aire sea del 1% (uno por ciento) o una quinta

parte del límite inferior de explosividad.

6.2 El control del proceso de odorización puede efectuarse en forma indirecta por el

consumo de odorizante, o de forma directa mediante el análisis del contenido de

odorizante en el gas natural. Si el gas natural a odorizar tiene contenidos variables de

odorizante debe recurrirse al control directo.

En ambos métodos de control se deben tomar muestras del gas natural, en puntos

diferentes de la red de distribución.

7. Medidas generales de seguridad para el manejo de los odorizantes

7.1 Medidas de seguridad.

a) Para prevenir la combustión accidental de los vapores del odorizante se debe

utilizar herramienta a prueba de chispa cuando se trabaje en equipos de

odorización, y los trabajadores que laboren en el área no deben utilizar botas de seguridad con casquillo metálico expuesto, y b) El equipo de odorización y sus tuberías deben ser fabricados con materiales resistentes a los componentes de los odorizantes para evitar la corrosión, ejemplo: tuberías de acero al carbón sin costura para las líneas de transporte del odorizante. Los accesorios soldados y las conexiones bridadas se recomiendan para tuberías de diámetros mayores a 25,4 mm.

7.2 Derrames. Cuando se detecte un derrame de odorizante, éste debe neutralizarse mediante la aplicación de una sustancia química, por ejemplo, mediante la adición de una solución acuosa de hipoclorito de sodio. Asimismo, debe utilizarse un agente evanescente para enmascarar el olor y tierra, arena fina o aserrín para absorber dicho odorizante o el producto que recomiende el fabricante.

La eliminación del odorizante puede efectuarse por oxidación o por absorción, mediante compuestos como lejía, agua oxigenada y permanganato de potasio.

No deben verse los oxidantes en altas concentraciones sobre el odorizante derramado ya que la reacción sería violenta y podría causar accidentes. 7.3 Almacenamiento. Los tambores del odorizante deben estar almacenados en lugares cubiertos, secos y bien ventilados.

No deben exponerse a los rayos solares.

Los tambores se deben enfriar antes de ser abiertos para no provocar una fuga de odorizante en fase vapor, ya que la presión de vapor aumenta rápidamente con el incremento de la temperatura (ver tabla siguiente):

Temperatura

Presión de vapor del odorizante

293 K

2,05 kPa

353 K

27,38 kPa

7.4 Seguridad del personal. El personal que ejecute operaciones de odorización

debe usar prendas apropiadas que resistan el posible contacto con el odorizante, las cuales deben lavarse después de su utilización.

El equipo mínimo de seguridad adecuado para el personal que está en contacto con

el odorizante debe ser el siguiente:

a) Guantes, botas y delantal confeccionados con cloruro de polivinilo;

b) Gafas protectoras de hule especial (recomendadas por el fabricante del

producto), y

c) Mascarilla con filtro de absorción para componentes orgánicos.

Ante cualquier contacto del odorizante con la piel debe lavarse de inmediato el área afectada con agua.



## Apéndice II

Control de la corrosión externa en tuberías  
de acero enterradas y/o sumergidas

### Índice

1. Introducción
2. Definiciones
3. Control de la corrosión externa en tuberías de acero
  - 3.1 Recubrimiento anticorrosivo
  - 3.2 Estructura a proteger
    - 3.2.1 Tuberías nuevas
    - 3.2.2 Tuberías existentes
    - 3.2.3 Puenteos eléctricos
  - 3.3 Tipos de protección catódica
    - 3.3.1 Anodos galvánicos o de sacrificio
    - 3.3.2 Corriente impresa
  - 3.4 Aislamiento eléctrico
  - 3.5 Criterios de protección catódica
  - 3.6 Perfil de potenciales de polarización
  - 3.7 Potencial tubo/suelo máximo permisible
  - 3.8 Mediciones de corriente eléctrica
    - 3.8.1 Medición de potenciales tubo/suelo
    - 3.8.2 Medición de resistividad
    - 3.8.3 Medición de corriente eléctrica
  - 3.9 Funcionalidad del sistema
    - 3.9.1 Previsiones para el monitoreo
    - 3.9.2 Interferencia con otros sistemas
    - 3.9.3 Cruzamientos
    - 3.9.4 Defectos en el recubrimiento anticorrosivo
  - 3.10 Operación, inspección y mantenimiento
    - 3.10.1 Fuentes de energía eléctrica
    - 3.10.2 Camas anódicas
    - 3.10.3 Conexiones eléctricas
    - 3.10.4 Aislamientos eléctricos
    - 3.10.5 Recubrimientos
    - 3.10.6 Levantamiento de potenciales
  - 3.11 Seguridad
    - 3.11.1 Medidas generales
    - 3.11.2 Generación de gases peligrosos
    - 3.11.3 Instalación en atmósferas peligrosas
    - 3.11.4 Corto circuitos en instalaciones eléctricas
    - 3.11.5 Señalización de instalaciones energizadas
  - 3.12 Documentación
    - 3.12.1 Historial del sistema de protección catódica
    - 3.12.2 Interacción con estructuras y sistemas de otras dependencias
  - 3.13 Registros
    - 3.13.1 Funcionalidad del sistema de protección catódica
    - 3.13.2 Modificaciones al sistema original
    - 3.13.3 Reparación o reemplazo de algún componente del sistema de protección catódica
    - 3.13.4 Estudios especiales

### 1. Introducción

Las estructuras metálicas o tuberías de acero enterradas y/o sumergidas están

expuestas a los efectos de la corrosión externa como consecuencia del proceso

electroquímico, que ocasiona el flujo de iones del metal de la tubería al electrolito que

la rodea. Para reducir este efecto, es necesario ejercer un control de los factores que

influyen en el proceso de corrosión, donde la adecuada selección del

material de la tubería y la aplicación de los recubrimientos son los primeros medios utilizados para evitar dicho daño.

La función del recubrimiento es aislar la superficie metálica de la tubería del electrolito que la rodea. Además del recubrimiento anticorrosivo se debe aplicar protección complementaria a la tubería mediante el uso de protección catódica. La implementación, instalación, operación y mantenimiento adecuado del control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas o sumergidas han demostrado ser una herramienta eficaz que aumenta la confiabilidad de las tuberías destinadas al transporte de fluidos.

## 2. Definiciones

Para efectos de este Apéndice se establecen las definiciones siguientes:

2.1 Anodo: Elemento emisor de corriente eléctrica; es el electrodo de una celda en el cual ocurre el fenómeno de oxidación.

2.2 Anodo galvánico o de sacrificio: Metal con potencial de oxidación más electronegativo que el de la tubería por proteger y que al emitir corriente eléctrica de protección, se consume.

2.3 Aterrizamiento: Conexión eléctrica, intencional o no, entre un conductor y tierra (suelos y cuerpos de agua).

2.4 Anodo inerte: Electrodo auxiliar metálico o no metálico que forma parte del circuito de protección catódica y que se conecta a la terminal positiva de una fuente externa de corriente eléctrica directa.

2.5 Cama anódica: Grupo de ánodos, ya sea inertes o galvánicos que forman parte del sistema de protección catódica.

2.6 Cátodo: Electrodo de una celda en el que ocurren las reacciones electroquímicas de reducción en un sistema de protección catódica.

2.7 Celda solar: Equipo que transforma la energía solar en energía eléctrica de corriente directa.

2.8 Corriente de protección catódica: Corriente eléctrica directa necesaria para obtener los valores del potencial de protección de una estructura metálica enterrada o sumergida en un electrolito.

2.9 Corriente parásita: Corriente eléctrica directa o alterna que proviene de otra fuente de energía distinta al circuito previsto y que llega a la tubería a través del electrolito o por contacto directo. Cuando en una tubería metálica entra una corriente eléctrica parásita se produce corrosión en aquellas áreas donde dicha corriente eléctrica abandona la tubería metálica para retornar a su circuito de origen.

2.10 Corrosión: Destrucción del metal por la acción electroquímica de ciertas

sustancias.

2.11 Defecto en el recubrimiento: Discontinuidad en el material anticorrosivo

que expone la superficie del metal al medio electrolítico que lo rodea.

2.12 Densidad de corriente: Corriente eléctrica directa por unidad de área, expresada usualmente en miliampere por metro cuadrado o miliampere por pie cuadrado.

2.13 Electrodo de referencia: Media celda electroquímica cuyo potencial es constante. Es un electrodo no polarizable.

2.14 Electrolito: Conductor iónico de corriente eléctrica directa. Se refiere al subsuelo o al agua en contacto con una tubería metálica enterrada o sumergida.

2.15 Estación de registro: Instalación para medir el potencial de la tubería ya sea natural o de polarización.

2.16 Junta de aislamiento: Accesorio constituido de un material aislante que se intercala en el sistema de tubería para separar eléctricamente a la tubería a proteger.

2.17 Interfaces: Transición a la que se somete la tubería al cambiar de electrolito, pudiendo ser ésta tierra-aire, tierra-concreto-aire, aire-agua, tierra-agua, etc.

2.18 Material de relleno: Mezcla de materiales sólidos que envuelven al ánodo para incrementar su conductividad eléctrica en el terreno donde se alojan.

2.19 Polarización: Magnitud de la variación de un circuito abierto en un electrodo causado por el paso de una corriente eléctrica.

2.20 Potencial crítico: Voltaje de protección catódica de valor inferior en relación al valor de cualquiera de los criterios de protección catódica.

2.21 Potencial natural: Potencial espontáneo (sin impresión de corriente eléctrica directa) que adquiere una estructura metálica al estar en contacto con un electrolito. También denominado potencial de corrosión.

2.22 Potencial tubo/suelo: Diferencia de potencial entre una tubería de acero enterrada y/o sumergida protegida catódicamente y un electrodo de referencia en contacto con el electrolito.

2.23 Protección catódica: Procedimiento eléctrico para proteger las estructuras metálicas enterradas o sumergidas contra la corrosión exterior, el cual consiste en establecer una diferencia de potencial para que convierta a las estructuras metálicas en cátodo, mediante el paso de corriente eléctrica directa proveniente del sistema de protección seleccionado.

2.24 Prueba de requerimiento de corriente: Aplicación de corriente eléctrica directa a la tubería por proteger catódicamente con el fin de cuantificar la corriente

eléctrica de protección y determinar los alcances de protección para cada uno de los puntos de drenaje eléctrico.

2.25 Puenteo eléctrico: Conexión eléctrica entre tuberías mediante un conductor eléctrico y terminales fijas, con el fin de integrar en circuitos conocidos las tuberías adyacentes.

2.26 Punto de drenaje eléctrico: Sitio en el que se imprime la corriente eléctrica directa de protección a una tubería enterrada y/o sumergida.

2.27 Recubrimiento anticorrosivo: Material que se aplica y adhiere a la superficie externa de una tubería metálica para protegerla contra los efectos corrosivos producidos por el medio ambiente.

2.28 Rectificador: Equipo que convierte corriente eléctrica alterna en corriente eléctrica directa controlable.

2.29 Resistividad: Resistencia eléctrica por unidad de volumen del material. Las mediciones de esta propiedad indican la capacidad relativa de un medio para transportar corriente eléctrica.

2.30 Señalamiento: Avisos informativos, preventivos o restrictivos para indicar la presencia del ducto y/o referencia kilométrica del desarrollo del ducto. Es posible que los señalamientos estén dotados de conexiones eléctricas para funcionar como estaciones de registro de potencial.

2.31 Sistema de protección catódica: Conjunto de elementos como: ánodos galvánicos o inertes, rectificadores de corriente eléctrica, cables y conexiones que tienen por objeto proteger catódicamente una tubería de acero.

2.32 Tubería enterrada o sumergida: Es aquella tubería terrestre que está alojada bajo la superficie del terreno o en el lecho de un cuerpo de agua (pantano, río, laguna, lago, etc.). No se refiere a tuberías instaladas en el lecho marino.

2.33 Turbina generadora: Equipo de combustión interna que genera corriente eléctrica directa para proporcionar protección catódica a la tubería.

### 3. Control de la corrosión externa en tuberías de acero

La prevención de la corrosión exterior en tuberías de acero enterradas y/o

sumergidas se lleva a cabo mediante la aplicación de recubrimientos anticorrosivos y sistemas de protección catódica, con la finalidad de tener las tuberías de acero

enterradas o sumergidas en buenas condiciones de operación y seguras.

3.1 Recubrimiento anticorrosivo. El tipo de recubrimiento anticorrosivo se debe seleccionar tomando en cuenta las condiciones de operación, la instalación, el manejo

y el escenario particular de exposición de la tubería por proteger, así como la

compatibilidad con la protección catódica complementaria.

3.1.1 Durante el manejo y almacenamiento de la tubería recubierta, ésta

debe

estar protegida para evitar daños físicos.

3.1.2 Se debe realizar una inspección dieléctrica de acuerdo a las características del recubrimiento anticorrosivo para determinar que no presente poros o imperfecciones.

En caso de detectarse imperfecciones se deben eliminar las reparaciones y realizar

nuevamente la inspección dieléctrica hasta su aceptación.

3.1.3 Cuando la tubería enterrada o sumergida quede expuesta a la superficie en la parte de transición, entre el tramo aéreo y el enterrado (interfase suelo-aire), se debe aplicar un recubrimiento anticorrosivo en la parte expuesta que prevenga la corrosión.

3.2 Estructura a proteger.

3.2.1 Tuberías nuevas. Las tuberías nuevas enterradas y/o sumergidas deben ser

recubiertas externamente y protegidas catódicamente, salvo que se demuestre

mediante un estudio técnico realizado por el área técnica responsable del control de la

corrosión externa, que los materiales son resistentes al ataque corrosivo del medio

ambiente en el cual son instalados.

3.2.2 Tuberías existentes. Se deben establecer métodos de evaluación para

determinar la necesidad de implementar programas adicionales de control de la

corrosión y tomar las acciones correctivas de acuerdo con las condiciones

prevalecientes.

Los métodos y acciones mencionados deben incluir, como mínimo, lo siguiente:

a) Evaluación:

1. Se deben revisar, analizar y evaluar los resultados de la inspección y mantenimiento normales de las tuberías de acero protegidas catódicamente en

búsqueda de indicios de corrosión en proceso;

2. Los métodos de medición eléctrica más comunes incluyen:

.. Potencial tubo/suelo;

.. Resistividad del suelo;

.. Potencial tubo/suelo por el método de dos electrodos.

3. La funcionalidad de un sistema de protección catódica se debe monitorear de

acuerdo con lo indicado en los incisos 3.7 y 3.8 de este Apéndice.

b) Medidas correctivas:

1. Si se comprueba la existencia de áreas de corrosión en la tubería, se deben

tomar medidas correctivas para inhibirla, como por ejemplo:

.. Previsiones convenientes para la operación adecuada y continua del sistema de

protección catódica;

.. Mejoramiento del recubrimiento anticorrosivo;

.. Instalación complementaria de ánodos de sacrificio;

.. Utilización de fuentes de corriente impresa;

.. Delimitación con aislamientos eléctricos, y

.. Control de corrientes eléctricas parásitas.

3.2.3 Puenteos eléctricos. Cuando en el derecho de vía existen varias tuberías y se

requiere protegerlas catódicamente, se deben puentear eléctricamente, siempre que las dependencias, órganos o empresas encargados de los sistemas de tuberías estén de acuerdo y previamente se hayan realizado los estudios correspondientes. La integración de tuberías ya sean nuevas o existentes a otros sistemas de tuberías debe quedar documentada conforme con lo indicado en el inciso 3.12 de este Apéndice. La instalación del puenteo eléctrico se debe realizar de acuerdo a lo indicado en la definición del término puenteo eléctrico en el inciso 2.25 de este Apéndice. Se deben proteger las áreas afectadas por las conexiones a cada tubo con un recubrimiento anticorrosivo compatible.

Es recomendable que en los puenteos eléctricos que se ubiquen en las estaciones de registro de potencial se identifiquen los conductores eléctricos de cada una de las tuberías que se integran al sistema de protección catódica.

3.3 Tipos de protección catódica. Existen dos tipos de sistemas de protección

catódica, los cuales se pueden emplear en forma individual o combinada:

- a) Anodos galvánicos o de sacrificio, y
- b) Corriente impresa.

3.3.1 Anodos galvánicos o de sacrificio. La fuente de corriente eléctrica de este sistema utiliza la diferencia de potencial de oxidación entre el material del ánodo y la tubería. La protección de las tuberías se produce a consecuencia de la corriente eléctrica que drena el ánodo durante su consumo.

En todos los casos, se debe asegurar que la diferencia de potencial disponible del sistema seleccionado sea suficiente para que drene la corriente eléctrica de protección, de acuerdo con lo indicado en el inciso 3.5.

3.3.2 Corriente impresa. Este sistema consiste en inducir corriente eléctrica directa a una tubería enterrada mediante el empleo de una fuente y una cama de ánodos inertes que pueden ser de hierro, grafito, ferrosilicio, plomo y plata entre otros. La fuente de corriente eléctrica directa se conecta en su polo positivo a una cama de ánodos inertes y el polo negativo a la tubería a proteger.

3.4 Aislamiento eléctrico. La tubería de acero a proteger debe quedar eléctricamente aislada de cualquier otro tipo de estructura metálica o de concreto que no esté considerada en la implementación del sistema de protección catódica, tales como soportes de tubería, estructuras de puentes, túneles, pilotes, camisas de acero protectoras, recubrimiento de lastre, entre otros.

3.4.1 Las juntas aislantes se deben seleccionar considerando factores como su resistencia dieléctrica y mecánica, así como las condiciones de operación de la tubería.

Al realizar cualquier instalación de junta aislante se debe comprobar la ausencia de atmósfera combustible.

Las juntas aislantes se deben instalar en los lugares siguientes:

- a) En cabezales de pozos;
- b) En el origen de ramales;
- c) En la entrada y salida de la tubería en estaciones de medición y/o regulación de presión, de compresión y/o bombeo;
- d) En las uniones de metales diferentes para protección contra la corrosión galvánica;
- e) En el origen y final del sistema de tuberías que se deseen proteger para prevenir la continuidad eléctrica con otro sistema metálico, y
- f) En la unión de una tubería recubierta con otra tubería descubierta.

3.5 Criterios de protección catódica. Para proteger catódicamente a las tuberías

enterradas y/o sumergidas se debe cumplir, como mínimo, con uno de los criterios siguientes:

Para ello se recomienda las técnicas de medición indicadas en el código NACE-TM-0497-1997.

a) Un potencial tubo/suelo (catódico) mínimo de -850 milivolts, medido respecto de

un electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre saturado (Cu/CuSO<sub>4</sub>), en

contacto con el electrolito. La determinación de este voltaje se debe hacer con la corriente eléctrica de protección aplicada;

b) Un potencial de protección tubo/suelo (catódico) de -950 milivolts, cuando el

área circundante de la tubería se encuentre en condiciones anaerobias y estén

presentes bacterias sulfato-reductoras;

Para una interpretación válida se debe efectuar la corrección a que haya lugar

debido a la caída de voltaje originada durante la medición;

c) Un cambio de potencial de polarización mínimo de -100 milivolts, medido entre la

superficie de la tubería y un electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre saturado

(Cu/CuSO<sub>4</sub>) en contacto con el electrolito.

Este cambio de potencial de polarización se debe determinar interrumpiendo la

corriente eléctrica de protección y midiendo el abatimiento de la polarización. Al

interrumpir la corriente eléctrica ocurre un cambio inmediato de potencial. La lectura

del potencial después del cambio inmediato se debe usar como base de la lectura a

partir de la cual se mide el abatimiento de la polarización.

Los periodos de suspensión de corriente eléctrica de protección durante los cuales

se puede realizar dicha medición están en el rango de 0,1 a 3,0 segundos.

3.6 Perfil de potenciales de polarización. Una vez instalado el sistema de protección

catódica se debe verificar el nivel de protección a lo largo de la

trayectoria de la tubería. Los valores de potencial obtenidos deben cumplir, como mínimo, con alguno de los criterios indicados en el inciso 3.5 de este Apéndice. Con la información anterior se debe elaborar el perfil inicial de potenciales de polarización y mediante su análisis e interpretación se deben realizar los ajustes operacionales a que haya lugar en el sistema seleccionado.

Se deben establecer pruebas de rutina para verificar el comportamiento del sistema de protección catódica, tales como medición y registro de la demanda de corriente eléctrica de protección, resistencia del circuito, condiciones operativas de la fuente de corriente eléctrica directa y perfiles de potenciales de polarización. Lo anterior, con la finalidad de identificar fácilmente los valores de subprotección o sobreprotección en el ducto, así como contar con elementos de juicio técnicos para llevar a cabo pruebas y/o estudios adicionales.

El análisis e interpretación de los resultados de las pruebas antes mencionadas se deben efectuar de manera integral para efectos comparativos, con el objeto de determinar la tendencia de los parámetros monitoreados. Esta información se debe integrar en un expediente sobre la funcionalidad del sistema.

3.7 Potencial tubo/suelo máximo permisible. Este valor se fijará de acuerdo a las características particulares del recubrimiento anticorrosivo existente en la tubería. No debe exceder al potencial de desprendimiento catódico o a valores de potencial más negativos que originen problemas colaterales. Como recomendación general, el valor máximo de potencial no deberá exceder de -2,5 volts en condición de encendido con respecto de un electrodo de referencia o, -1,1 volts en la condición de apagado instantáneo; ambos potenciales referidos a un electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre saturado (Cu/CuSO<sub>4</sub>), con el electrolito circundante de la tubería a proteger o protegida catódicamente.

Lo anterior, para reducir los efectos adversos tanto en el recubrimiento dieléctrico como en el ducto debido a una sobreprotección originada por el sistema de protección catódica.

3.8 Mediciones de corriente eléctrica. Durante las etapas de implementación, pruebas de campo, construcción, puesta en operación y seguimiento de la efectividad de los sistemas de protección catódica de tuberías enterradas y/o sumergidas, se deben realizar estudios que involucren la medición de variables eléctricas tales como: potencial tubo/suelo (natural y de polarización), resistividad,



resistencia y corriente.

En esta sección del Apéndice se describen los aspectos generales relacionados con la medición de estos parámetros.

3.8.1 Medición de potenciales tubo/suelo. Para la protección catódica de tuberías

metálicas enterradas y/o sumergidas en un electrolito, es necesario conocer la diferencia de potencial adquirida en la interfase tubo/suelo, tanto en ausencia de

corriente eléctrica de protección (potenciales naturales o de corrosión), como en la impresión de corriente eléctrica (potenciales de polarización). Para efectuar la medición

de esta diferencia de potencial se requiere utilizar una celda o electrodo de referencia.

En el caso de tuberías de acero enterradas o sumergidas enterradas, se debe utilizar la

celda de cobre/sulfato de cobre saturado (Cu/CuSO<sub>4</sub>).

En los casos donde se utilicen electrodos de referencia diferentes al de cobre/sulfato

de cobre saturado (Cu/CuSO<sub>4</sub>) se debe tomar en cuenta el potencial equivalente.

Entre los electrodos de referencia más usados encontramos los potenciales

equivalentes siguientes:

a) KCl saturado (calomel) con un valor mínimo de potencial equivalente de: -0,78

volts.

b) Plata/cloruro de plata con un valor mínimo de potencial equivalente de: -0,80

volts.

Se debe verificar cuando menos una vez al año el adecuado funcionamiento de los

electrodos

de referencia.

Los voltímetros utilizados en la medición de la diferencia de potencial tubo/suelo

deben tener una alta impedancia de entrada. Se recomiendan impedancias de entrada

no menores a 10 Mega Ohms.

Cuando se requiera conocer de manera continua la diferencia de potencial tubo/suelo, se debe utilizar un registrador de potencial mecánico o

electrónico con

rango y resistencia de entrada adecuados.

3.8.2 Medición de resistividad. Se deben realizar mediciones de la resistividad del

suelo, para ser usadas como apoyo en la implementación del sistema de protección

catódica.

La tabla 1 proporciona datos indicativos de los efectos de corrosividad del suelo

referidos a la resistividad del mismo.

Tabla 1

Relación entre la resistividad y corrosividad del terreno

Resistividad del suelo

(ohms/cm)

Corrosividad del suelo

0-1.000

Altamente corrosivo

1.000-5.000

Corrosivo

5.000-10.000

Poco corrosivo

10.000-en adelante

Muy poco corrosivo

3.8.3 Medición de corriente eléctrica. Durante las diferentes etapas en la

implementación de un sistema de protección catódica para un sistema de tubería se

deben efectuar, con la periodicidad indicada en los programas de operación y

mantenimiento de la empresa, las mediciones siguientes:

a) Corriente eléctrica alterna de alimentación al rectificador;

b) Corriente eléctrica directa en la tubería protegida;

c) Corriente eléctrica directa de salida del rectificador, y

d) Corriente eléctrica directa que drena cada ánodo y la que drena la cama anódica.

Para realizar las mediciones de corriente eléctrica directa se deben utilizar los

instrumentos de medición calibrados. La medición de corriente eléctrica en sistemas de

ánodos galvánicos se debe realizar utilizando un amperímetro de alta ganancia.

3.9 Funcionalidad del sistema. Para que un sistema de protección catódica sea

efectivo debe proporcionar una corriente eléctrica suficiente y una distribución

uniforme al sistema de tubería a proteger, evitando interferencias, corto circuitos en

encamisados metálicos y daños en los aislamientos eléctricos así como en el

recubrimiento anticorrosivo.

Todos los sistemas de tubería de acero deben contar con un sistema de protección

catódica permanente en un plazo no mayor a un año posterior a la terminación de su

construcción. En suelos altamente corrosivos (0 a 2000 ohms/cm, presencia de

agentes promotores de la corrosión, etc.), se debe instalar un sistema de protección

catódica provisional con ánodos galvánicos en forma simultánea a la construcción del

sistema

de tubería. Este sistema provisional de protección catódica se debe sustituir, antes de

un año después de terminada la construcción, por el sistema de protección catódica

definitivo.

3.9.1 Previsiones para el monitoreo. Para determinar la eficacia del sistema de

protección catódica, la tubería debe contar con estaciones de registro eléctrico para la

medición de potenciales tubo/suelo. Cuando la tubería esté instalada a campo traviesa,

dichas estaciones deben instalarse cada kilómetro sobre el derecho de vía de la tubería

y en todos los cruzamientos con estructuras metálicas enterradas, carreteras, vías de

ferrocarril y ríos, en caso de ser posible.

mencionadas en el inciso 3.2.2 b) que garanticen la integridad de la tubería.

Cuando se detecten daños en el recubrimiento anticorrosivo que sean de una

magnitud que justifique su reposición, se deben aplicar recubrimientos anticorrosivos

compatibles con el existente.

3.10 Operación, inspección y mantenimiento. Con el propósito de mantener la

integridad de los sistemas de tuberías enterrados y/o sumergidos, la entidad

encargada del sistema de protección catódica debe establecer,

instrumentar y cumplir

con los programas de inspección y mantenimiento periódico de los elementos que

conforman los sistemas de protección catódica.

3.10.1 Fuentes de energía eléctrica. Cuando el sistema de protección es a base de

corriente impresa con rectificador, las fuentes de energía eléctrica se deben

inspeccionar cuando menos seis veces cada año calendario a intervalos que no

excedan de dos meses y medio. Para tal efecto, se deben llevar registros de las

condiciones de operación, así como cualquier ajuste operacional en el voltaje y/o

corriente eléctrica de salida. En caso de que una fuente de corriente eléctrica falle, se

deben realizar las medidas correctivas necesarias en conformidad con los códigos,

reglamentos, normas y leyes aplicables.

La frecuencia de revisión de sistemas de protección catódica automáticos,

fotovoltaicos, turbo generadores y supervisados a control remoto, se deberá realizar

cuando menos una vez al año.

En caso de ocurrir cambios positivos de potencial se debe tomar acción inmediata,

particularmente en los puntos de impresión de corriente eléctrica, ya que esto pudiera

indicar una polaridad invertida en la fuente externa de corriente eléctrica directa.

3.10.2 Camas anódicas. Los dispositivos anódicos, por lo general, son instalados en

forma permanente y no requieren de mantenimiento. Estos dispositivos deben ser

revisados y reemplazados cuando se presente una falla o concluya la vida útil. Se debe

verificar la corriente eléctrica de salida de los ánodos y la corriente eléctrica total de la

cama anódica, a fin de determinar si la cama anódica está funcionando correctamente.

Cuando se requiera, los ánodos de la cama anódica se deben humectar con la adición

de agua limpia.

3.10.3 Conexiones eléctricas. Todas las conexiones eléctricas e interruptores de

corriente eléctrica se deben revisar como mínimo una vez al año y, en caso de existir

alguna anomalía, se debe eliminar o corregir.

3.10.4 Aislamientos eléctricos. Los dispositivos de aislamiento eléctrico se deben verificar cuando menos una vez al año y reemplazar en caso de falla.

3.10.5 Recubrimientos. Se deben realizar inspecciones cuando menos cada seis meses del recubrimiento dieléctrico en todos los tramos de las tuberías que se encuentren en la superficie y en áreas expuestas. Cuando el recubrimiento se encuentre deteriorado se debe reemplazar o reparar.

3.10.6 Levantamiento de potenciales. Se deben efectuar mediciones de potenciales tubo/suelo a lo largo de la trayectoria de la tubería, a intervalos máximos de seis meses para zonas a campo traviesa y cada tres meses en zonas urbanas. Esta periodicidad puede ser modificada para condiciones particulares del sistema de protección catódica o para zonas críticas en las que una falla del sistema resulte en una condición de riesgo para la seguridad de la población, así como para áreas en donde se hayan identificado y probado la existencia de potenciales de subprotección y que se requiera evaluar la efectividad de las medidas correctivas mencionadas en el inciso 3.2.2 b) aplicadas o en caso que se presente algún fenómeno de interacción eléctrica con sistemas ajenos al seleccionado.

3.11 Seguridad. Esta sección indica aspectos mínimos de seguridad que se deben considerar en los sistemas de protección catódica de tuberías enterradas y/o sumergidas.

Los sistemas de protección catódica durante sus distintas etapas involucran el uso de equipo energizado, dispositivos de aislamiento eléctrico, puentes eléctricos y mediciones de parámetros eléctricos los cuales pueden provocar daños al personal operativo por descargas eléctricas. Por ello estos trabajos se deben ejecutar por personal calificado y con experiencia en materia de obras e instalaciones eléctricas y de acuerdo a lo que establecen los reglamentos, códigos, normas y leyes aplicables.

El personal que realice actividades de protección catódica debe utilizar la ropa y equipo de protección personal apropiados para el manejo de equipo energizado.

El encargado del sistema de protección catódica deberá dar por escrito las instrucciones de trabajo al personal que realice los trabajos referentes a la protección catódica en donde se indiquen las labores encomendadas, los implementos y equipos de seguridad aplicables así como el equipo y herramientas idóneas para el desempeño de las funciones.

Cuando se requiera realizar una revisión o reparación en el sistema de protección

Cuando la tubería esté instalada en zonas urbanas, las estaciones de registro eléctrico se pueden instalar en banquetas, registros de válvulas o acometidas, en caso de ser posible.

Cuando las estaciones de registro eléctrico de protección catódica no se puedan

colocar de acuerdo a lo establecido en el párrafo anterior debido a impedimentos

físicos o geográficos, la estación de registro correspondiente se debe instalar en el sitio

accesible más cercano. La ubicación real de estos sitios se debe documentar y guardar

en archivo para futuras referencias.

Las estaciones deben contar con puntas de prueba, a efecto que faciliten la

medición de la corriente eléctrica del sistema de protección catódica en cada uno de los

puntos donde se aplique el sistema de protección seleccionado, previendo las

conexiones para la medición de la corriente eléctrica drenada por cada ánodo y la total

de la cama anódica. Las mediciones se realizarán como mínimo una vez al año.

3.9.2 Interferencias con otros sistemas. Cuando se vaya a instalar un sistema de

protección catódica de una tubería nueva se debe notificar a todas las compañías que

tengan estructuras metálicas enterradas y/o sumergidas cerca del área en donde se

vaya a alojar la tubería por proteger, con la finalidad de predecir cualquier problema de

interferencia. La notificación debe contener, como mínimo, la información siguiente:

a) La trayectoria que sigue el tendido de la tubería;

b) La indicación de rutas de las tuberías a proteger y de cualquier estructura que se

vaya a unir a la tubería para reducir alguna interferencia;

c) El empleo de ánodos galvánicos o corriente impresa;

d) La posición de la cama o ánodos;

e) Las corrientes eléctricas esperadas, y

f) La fecha de puesta en operación del sistema.

El personal encargado de la protección catódica debe estar en disponibilidad de

detectar indicios de interferencia con una fuente generadora de corriente eléctrica

vecina. En áreas donde se sospeche la presencia de corrientes eléctricas parásitas se

deben efectuar los estudios correspondientes, dentro de los que se encuentran:

a) La medición de potencial tubo/suelo;

b) La medición del flujo de corriente eléctrica en la tubería interferida, y

c) La medición de las variaciones en la corriente eléctrica de salida de la corriente

eléctrica

de interferencia.

Los indicios más comunes de interferencia con una fuente vecina son:

a) Cambios de potencial tubo/suelo;

b) Cambios de magnitud o dirección de la corriente eléctrica;

c) Defectos en el recubrimiento, y

d) Daños locales por corrosión en el ducto.

Para mitigar los efectos mutuos entre las líneas de transmisión eléctrica y las tuberías de acero enterradas, la separación entre la pata de la torre o sistema de tierras de la estructura de la línea de transmisión eléctrica y el ducto debe ser mayor

de 15 metros para líneas de transmisión eléctrica de 400 kilovolts, y mayor de 10 metros para líneas de transmisión eléctrica de 230 kilovolts y menores. Cuando no sea posible lograr las distancias mínimas recomendadas, se debe realizar un estudio del caso particular para reforzar el recubrimiento de la tubería donde sea necesario y, por ningún motivo, la distancia debe ser menor a 3 metros respecto de la pata de la línea de transmisión eléctrica.

Se deben realizar estudios para evaluar los efectos que pudieran causar las descargas eléctricas de alto voltaje, corrientes eléctricas inducidas, cruces y paralelismo con torres de transmisión eléctrica y otras estructuras. Se deben realizar estudios y las correcciones necesarias para resolver los problemas de interferencia eléctrica.

3.9.3 Cruzamientos. Se debe conocer el funcionamiento del sistema de protección catódica en los puntos de cruzamiento como son: calles, carreteras, vías de ferrocarril y ríos, debido a que en estos lugares, si tienen camisa metálica, se pueden propiciar aterrizamientos que provocarían una reducción en la efectividad del sistema de protección catódica.

Cuando existan cruzamientos y/o paralelismos con otras tuberías se debe verificar la interacción entre ambos sistemas mediante mediciones de potencial tubo/suelo y establecer las medidas correctivas para minimizar los efectos de la interacción.

3.9.4 Defectos en el recubrimiento anticorrosivo. Debido a que el recubrimiento anticorrosivo de la tubería está expuesto a daños y deterioros por factores tales como: absorción de humedad, esfuerzos del terreno y desprendimiento catódico, se deben realizar investigaciones tendentes a identificar, cuantificar y valorar los defectos del recubrimiento dieléctrico y sus efectos en la demanda de corriente eléctrica del sistema de protección catódica seleccionado, estableciendo la conveniencia de repararlos y/o administrar la protección catódica en esas áreas desnudas de la tubería. Cualquier tramo de la tubería que quede desnudo o expuesto al medio ambiente, debe ser examinado en búsqueda de evidencias de corrosión externa, y dependiendo del estado del recubrimiento dieléctrico, se tomen las acciones correctivas

catódica que involucre un riesgo, el encargado de la protección catódica debe expedir

la autorización para la realización del trabajo respectivo.

3.11.1 Medidas generales. Las medidas de seguridad aplicables al equipo, instalación y mantenimiento de los sistemas de protección catódica, deben considerar

que se tiene la posibilidad de descargas eléctricas, cortocircuito, producción de chispas

debidas a arcos eléctricos que puedan originar riesgos de incendio, toxicidad debida a

la generación de cloro en camas anódicas, voltajes y corrientes eléctricas inducidas por

líneas de transmisión eléctrica o sistemas de tierra localizados en las proximidades de

los ductos protegidos catódicamente, así como a condiciones meteorológicas, por lo

que se deberán tomar las medidas de seguridad siguientes:

a) Cuando se instalen dispositivos de aislamiento eléctrico en áreas donde se

anticipe una atmósfera combustible, se debe evitar la formación de arco eléctrico

conectando a tierra las instalaciones;

b) Los rectificadores utilizados en los sistemas de protección catódica deben ser de

doble devanado y conectados a tierra;

c) Las terminales energizadas deben estar aisladas para prevenir un contacto

accidental por parte del personal operativo, y

d) Para reducir el riesgo de daño a las personas por el gradiente de voltaje en la

superficie del suelo circundante de las camas anódicas, se deben tomar las

precauciones siguientes:

1. Enterrar, a 90 centímetros como mínimo, los ánodos y el material de relleno que

constituyen la cama anódica, y

2. Aislar totalmente y proteger de daños mecánicos los cables eléctricos de

interconexión.

Cuando exista la posibilidad de que se desarrollen voltajes inducidos que pudieran

causar un arco eléctrico en las juntas de aislamiento, se deben utilizar celdas

electrolíticas de puesta a tierra, celdas de polarización u otros dispositivos adecuados

para canalizar la energía a tierra.

3.11.2 Generación de gases peligrosos. En sistemas de protección catódica en los

que se instalen ánodos en pozo profundo se deben incluir venteos para evitar la

acumulación de gases de hidrógeno y cloro producto del desprendimiento, debido a

que pueden ser una condición de riesgo de explosión o intoxicación.

3.11.3 Instalación en atmósferas peligrosas. La naturaleza eléctrica de los sistemas

de protección catódica representa el riesgo de una fuente de ignición en atmósferas

peligrosas (combustibles y/o explosivas), por lo que su instalación en esas áreas debe

satisfacer la clasificación eléctrica de áreas conforme a la NOM-001-

SEMP-1994.

3.11.4 Corto circuitos en instalaciones eléctricas. El cortocircuito de juntas aislantes constituye un riesgo potencial, por lo que, en caso de ser posible, dichas juntas se deben instalar fuera de áreas peligrosas. Cuando no sea posible, se deben adoptar

medidas para evitar chispas o arcos eléctricos, como:

- a) Conexiones de resistencia colocadas en gabinetes a prueba de fuego;
- b) Arrestador de flama encapsulado;
- c) Electrodo de zinc conectados a tierra en cada lado de la junta aislante, o
- d) Una celda de polarización conectada a través de la junta aislante o a tierra.

Las superficies de la junta aislante deben estar encapsuladas para prevenir corto circuitos causados por herramientas.

3.11.4.1 Desconexión, separación o ruptura de la tubería protegida. La tubería

protegida catódicamente tiene una corriente eléctrica fluyendo a través de ella, cualquier desconexión, separación o ruptura de la tubería interrumpe el flujo de corriente eléctrica, lo que puede provocar la generación de un arco eléctrico dependiendo de la magnitud de la corriente eléctrica.

El transformador-rectificador que protege una sección de la tubería en la que se realizará una modificación, mantenimiento o reparación debe ser apagado y se debe instalar una conexión temporal. Es esencial que la conexión esté puenteada a cada uno de los lados de la separación y que permanezca conectada hasta que se termine el trabajo y la continuidad eléctrica sea restaurada o hasta que el área quede libre de gas y sin riesgo.

3.11.4.2 Equipo eléctrico. El equipo eléctrico instalado en un área de proceso debe ser a prueba de fuego y estar certificado para su uso en el área, con base en la NOM-001-SEMP-1994. En el área de proceso se deben utilizar interruptores de doble polo

para asegurar que ambos polos estén aislados durante el mantenimiento. Cada cable que transporte corriente eléctrica de protección catódica se debe instalar de manera que no se pueda realizar la desconexión dentro del área de riesgo sin suspender la energía al sistema de protección catódica. Los cables deben estar protegidos mecánicamente para prevenir su ruptura.

3.11.4.3 Instrumentos de prueba. Cuando se efectúen mediciones eléctricas para el control de la protección catódica en atmósferas peligrosas, el equipo utilizado debe ser intrínsecamente seguro, y antes de realizar los trabajos el área debe ser evaluada y declarada libre de una atmósfera peligrosa.

3.11.5 Señalización de instalaciones energizadas. En los lugares donde



se instalen  
fuentes de corriente eléctrica para la protección catódica se deben  
colocar  
señalamientos de advertencia visibles de acuerdo a la NOM-001-SEMP-1994.  
3.12 Documentación.

3.12.1 Historial del sistema de protección catódica. La entidad, órgano  
o empresa

responsable del sistema de protección catódica debe contar con la  
documentación que  
respalde todas las acciones realizadas desde la implementación,  
operación y  
mantenimiento del sistema. Esta documentación debe estar bajo resguardo  
y  
disponible para la autoridad competente que la requiera. La información  
debe contener

como mínimo lo siguiente:

a) Implementación:

.. Objetivo del sistema de protección catódica;

.. Especificaciones del recubrimiento dieléctrico así como de su  
instalación;

.. Ubicación y especificaciones de dispositivos de aislamiento  
eléctrico;

.. Pruebas previas a la implementación:

1) Localización de la tubería (plano, referencias geográficas, accesos,  
etc.);

2) Estudios de resistividades del suelo;

3) Resultados de pruebas de requerimiento de corriente eléctrica,  
ubicación y

características de camas anódicas provisionales, condiciones de  
operación

de la fuente de corriente eléctrica directa provisional, resistencia del  
circuito, perfil de potenciales naturales y de polarización, potencial  
máximo

en el punto de impresión de corriente, y

4) Ubicación de estructuras metálicas ajenas a la tubería a proteger;

.. Memoria técnica del sistema de protección catódica (tiempo de vida,  
criterios,

ubicación de camas anódicas, número, dimensiones y tipo de los ánodos  
utilizados, densidad de corriente eléctrica, resistencia total de  
circuito, por

ciento de área desnuda a proteger, especificación de materiales y  
equipo,

cálculos, recomendaciones, prácticas de ingeniería, normas, códigos,  
reglamentos

y regulaciones observadas durante la implementación);

.. Resultados de pruebas de interacción con otros sistemas eléctricos  
ajenos al

sistema de protección catódica (líneas de alta tensión, sistemas de  
tierras,

estructuras metálicas vecinas protegidas o no catódicamente y  
dependencias

involucradas);

b) Instalación:

.. Planos y diagramas del sistema de protección catódica tal y como fue  
instalado.

(Arreglos constructivos de la cama anódica, de la fuente externa de  
corriente

eléctrica directa, conexiones eléctricas cable-ducto, ducto-estación de  
registro

de potencial, puentes eléctricos entre ductos);

.. Permisos internos y externos;

- .. Afectaciones a otras estructuras y/o sistemas de protección catódica a terceros;
- .. Modificaciones constructivas, adecuaciones, y
- .. Resultados de las pruebas durante la puesta en operación del sistema de protección catódica y ajustes de campo.

En el caso de tuberías existentes se debe presentar la información que asegure que el ducto se encuentra protegido catódicamente y que no presenta interacción con otros sistemas eléctricos adyacentes a su trayectoria. Asimismo, se debe establecer un método permanente para completar la información documental requerida para ductos nuevos.

3.12.2 Interacción con estructuras y sistemas de otras dependencias. Es esencial

que durante la planeación, instalación, prueba, puesta en marcha y operación de un

sistema de protección catódica se notifiquen dichas acciones a las entidades que

tengan a su cargo sistemas de tubería de acero enterradas, cables u otras estructuras

(ductos de agua, cableado telefónico, líneas de fibra óptica y líneas de alta tensión),

próximas a la instalación. Dicha notificación se debe realizar con una anticipación

mínima de un mes y por escrito.

Lo anterior, con el propósito de asegurar que el sistema sea instalado de tal manera

que la interacción de la protección catódica con sistemas y estructuras vecinas sea

mínima.

3.13 Registros. Los registros de control de la corrosión deben documentar en forma

clara, concisa y metódica la información relacionada a la operación, mantenimiento y

efectividad del sistema de protección catódica.

3.13.1 Funcionalidad del sistema de protección catódica. Se debe registrar la fecha

de puesta en servicio del sistema de protección catódica, los levantamientos de

potencial, inspecciones y pruebas realizadas para comprobar que no existen

interferencias y asegurar que los aislamientos, recubrimientos y encamisados se

encuentran funcionando satisfactoriamente.

Los registros del sistema de protección catódica se deben conservar durante el

tiempo que las instalaciones permanezcan en servicio.

3.13.2 Modificaciones al sistema original. Todas las modificaciones que se efectúen

al sistema de protección catódica original deben registrarse anotando la fecha y

modificación realizada, de manera que forme parte de la documentación conforme con

lo indicado en los puntos 3.13 y 3.13.1 de este Apéndice, anexando memorias y planos

de ingeniería en caso de rehabilitaciones mayores como cambio de capacidad del

rectificador y cambio de ubicación de la cama anódica, entre otras.  
3.13.3 Reparación o reemplazo de algún componente del sistema de protección catódica. Se deben registrar las reparaciones o reemplazos cuando las inspecciones y pruebas periódicas realizadas indiquen que la protección no es efectiva. Dichas

pruebas pueden ser, entre otras:

- a) Reparación, reemplazo o ajuste de componentes del sistema de protección catódica;
- b) Aplicación del recubrimiento en las áreas desnudas;
- c) Interferencia de cualquier estructura metálica en contacto con la tubería y su localización;
- d) Reposición de los dispositivos de aislamiento dañados;
- e) Acciones para corregir corto circuitos en tuberías encamisadas, y
- f) Pruebas de interferencia con estructuras cercanas.

3.13.4 Estudios especiales. Se deben registrar todos los resultados obtenidos de investigaciones especiales como son, entre otros: estudios de levantamiento de potenciales a intervalos cortos, inspección del recubrimiento dieléctrico mediante gradiente de voltaje de corriente eléctrica directa, así como cualquier otra investigación referente a la efectividad del sistema de protección catódica. Esta información debe formar parte del historial de la protección catódica del ducto.

#### Apéndice III

Monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas natural y gas L.P. en ductos  
Indice

1. Objetivo
2. Definiciones
3. Detección de fugas
4. Instrumentos para detección de fugas
5. Clasificación de fugas y criterios de acción
6. Historial de fugas y lineamientos para autoevaluación
7. Anexo

1. Objetivo  
En este Apéndice se establecen los requisitos mínimos para el monitoreo, detección

y clasificación de fugas de gas natural y gas LP en ductos, que deben cumplir los permisionarios de los sistemas de distribución por medio de ductos que operen en la República Mexicana.

#### 2. Definiciones

Para efectos de aplicación de este Apéndice se establecen las definiciones siguientes:

2.1 Acción inmediata: El envío sin retraso de personal calificado para evaluar y, en su caso, abatir el riesgo existente o probable derivado de una fuga de gas.

2.2 Espacio confinado: Cualquier estructura tal como registros de válvulas, túneles, cárcamos o registros de drenaje en la cual se puede acumular el

gas.

2.3 Fuga de gas: Cualquier emisión de gas en un ducto, debido a fractura, ruptura, soldadura defectuosa, corrosión, sellado imperfecto o mal funcionamiento de accesorios y dispositivos utilizados en éste.

2.4 Indicador de gas combustible: El instrumento capaz de detectar y medir la concentración de una mezcla de gas combustible en el aire.

2.5 Lectura: La indicación repetible en un instrumento de medición analógico o digital.

2.6 Monitoreo de fugas: El conjunto de actividades que se realizan periódicamente para detectar y clasificar fugas de gas conducido en sistemas de transporte y distribución por ductos.

2.7 Perforación de barra, pozo de muestreo o sondeo: La perforación de un diámetro no mayor a 5 centímetros que se hace en el suelo cercano a una instalación subterránea, específicamente para verificar la existencia de gas debajo de la superficie del suelo con un indicador de gas combustible.

2.8 Subestructura asociada con el gas: El dispositivo o estructura subterránea utilizado en una instalación de gas para alojar, entre otros, registros con válvulas, estaciones de medición y regulación, cajas de pruebas y tubos encamisados con ventilación, que no tiene como propósito almacenar, transportar o distribuir gas.

2.9 Subestructura no asociada con el gas: Las estructuras no relacionadas con el transporte o la distribución de gas, que se localizan debajo de la superficie del suelo, tales como, registros y ductos de instalaciones eléctricas, telefónicas, de señales de tráfico, de agua y drenaje, a las cuales puede migrar y/o acumularse el gas y que no tienen como propósito alojar personas.

### 3. Detección de fugas

Para la aplicación de este Apéndice se establecen los valores de concentración de gas en porcentaje/volumen para los límites de explosividad de mezcla de gas natural y de gas LP con aire, en la tabla siguiente:

Tabla 1.- Límites de explosividad en porcentaje/volumen de concentración de gas en aire

Límite de explosividad

Gas natural

Gas LP (1)

Límite Inferior de Explosividad (LIE)

5

1,9

Límite Superior de Explosividad (LSE)

15

9,5

(1) Se refiere a las propiedades del gas propano.

3.1 Atención a reportes de fugas. El permisionario debe investigar en forma

inmediata cualquier notificación o aviso de terceros en el que se reporte olor a gas, fuga, incendio o explosión que pueda involucrar a tuberías de gas u otras instalaciones. Si la investigación confirma una fuga, ésta se debe clasificar inmediatamente de acuerdo con el inciso 5.1 y tomar la acción correspondiente de acuerdo con las tablas 2, 3 y 4 de este Apéndice.

3.1.1 Olores o indicaciones de otros combustibles. Cuando existan indicaciones de fuga de combustibles derivados del petróleo originados en otras instalaciones, se deben tomar las acciones siguientes para proteger la integridad física de las personas y de sus propiedades:

a) Informar de inmediato al operador de la instalación y, si es necesario, a los bomberos, policía y protección civil, y  
b) Cuando la tubería del permisionario esté conectada a una instalación ajena que tenga fuga de gas, el permisionario, para evitar riesgos, debe tomar de inmediato las acciones necesarias de acuerdo con la tabla 2 de este Apéndice.

3.2 Recursos necesarios para efectuar la inspección. El permisionario, para realizar la inspección de sus instalaciones, debe disponer de los recursos siguientes:

3.2.1 Recursos humanos. Debe contar con personal suficiente, que reúna la calificación y experiencia requeridas para aplicar el método de inspección que se utilice.

3.2.2 Recursos materiales. Para la inspección de fugas en un sistema de ductos, se debe disponer de los recursos materiales siguientes:

a) Planos vigentes de la red de distribución o línea de transporte con escala y grado de detalle adecuados;  
b) Equipos de detección de fugas adecuados para obtener información necesaria para la localización y cuantificación de fugas de acuerdo con las características de sus instalaciones y los métodos de inspección que se apliquen, y  
c) Equipo de transporte adecuado para la atención de fugas.

3.3 Métodos de detección de fugas. El permisionario puede aplicar para la detección de fugas en sus instalaciones, individualmente o combinados, los métodos siguientes:

a) Con indicadores de gas combustible;  
i. Sobre la superficie del suelo  
ii. Debajo de la superficie del suelo  
b) Inspección visual de la vegetación;  
c) Caída de presión;  
d) Burbujeo;  
e) Ultrasonido;  
f) Fibra óptica;

g) Termografía infrarroja terrestre o aérea, y  
h) Perros adiestrados.

El permisionario puede emplear otros métodos siempre y cuando se

apliquen de acuerdo con los procedimientos escritos que prueben que dichos métodos son tan eficaces como los de la lista anterior. La aplicación del método adecuado es responsabilidad del permisionario, quien debe determinar que no existe fuga o en caso de que exista, ésta se debe detectar, localizar, clasificar y controlar inmediatamente.

3.3.1 Detección con indicadores de gas combustible. El equipo para realizar esta inspección puede ser portátil o móvil. El indicador debe ser del tipo y sensibilidad adecuados, de acuerdo con las instrucciones del fabricante, para el método de detección de gas natural o de gas LP que se aplique en la instalación inspeccionada.

3.3.1.1 Detección sobre la superficie del suelo. Para instalaciones subterráneas se debe tomar un muestreo continuo de la atmósfera al nivel del suelo sobre o lo más cerca posible de la instalación. Para instalaciones arriba del nivel del suelo, se debe tomar un muestreo continuo de la atmósfera adyacente a dicha instalación.

a) Para instalaciones subterráneas, se deben tomar muestras de la atmósfera a no más de cinco centímetros de la superficie del suelo, cuando sea posible, y en todas aquellas irregularidades del terreno que faciliten que el gas aflore. En áreas donde la tubería está debajo de piso terminado, entre otras: banquetas y calles pavimentadas, se deben tomar muestras del aire cercano a discontinuidades e irregularidades del piso, tales como: aberturas, ranuras, rupturas y grietas que faciliten que el gas aflore. Asimismo, se debe analizar el aire dentro de recintos cerrados alojados en aberturas del piso debajo de su nivel, cercanos a la tubería, por ejemplo, pozos de visita, registros de drenaje, de instalaciones eléctricas, telefónicas y otros servicios.

b) El muestreo de la atmósfera superficial con indicador de gas se debe realizar a la velocidad y en condiciones atmosféricas adecuadas para que dicho muestreo sea correcto. La operación del indicador de gas debe realizarse de acuerdo con las instrucciones del fabricante. Se deben analizar muestras en los lugares especificados en el párrafo anterior.

3.3.1.2 Detección debajo de la superficie del suelo. El muestreo de la atmósfera debajo del piso se debe realizar en aberturas existentes y/o sondeos arriba y/o adyacentes a la tubería. Los pozos de muestreo se deben perforar lo más cerca posible a la tubería y lateralmente a no más de 5 metros del eje de la misma. A lo largo de la tubería los puntos de prueba se deben localizar a no más del doble de la

distancia entre la tubería y la pared de edificio más cercana o 10 metros, la que sea más corta, pero en ningún caso el espaciamiento debe ser menor a 3 metros. El patrón del muestreo debe incluir puntos de prueba adyacentes a las conexiones de las líneas de servicio, acometidas a los edificios, cruzamientos de calles y conexiones de ramales. El Anexo describe el procedimiento para localizar fugas por perforación de barra.

3.3.2 Detección por inspección visual de la vegetación. Este método tiene por objeto detectar indicaciones anormales o inusuales en la vegetación que puedan haber sido causadas por la migración de gas. Dichas indicaciones de fugas de gas deben confirmarse usando un indicador de gas combustible. La inspección debe ser realizada por personal experto que tenga una buena visión del área que está inspeccionando y sus alrededores. Para determinar la velocidad de recorrido se debe considerar lo siguiente:

- a) Trazo del sistema de transporte o distribución;
- b) Cantidad y tipo de vegetación, y
- c) Condiciones de visibilidad tales como: alumbrado, reflejo de luz, distorsiones u obstrucciones del terreno.

3.3.2.1 El método de inspección visual del estado de la vegetación sólo se puede aplicar en áreas en donde el crecimiento de la vegetación está bien definido. No se debe emplear cuando el grado de humedad del suelo sea anormalmente alto, cuando

la vegetación está inactiva, o cuando está en periodo de crecimiento acelerado, como en el comienzo de la primavera.

3.3.3 Detección por caída de presión. Este método se aplica para determinar si una sección aislada de la instalación de gas pierde presión por fugas. La sección seleccionada debe tener solamente una presión de operación y dicha sección debe aislarse antes de efectuar la prueba de caída de presión. Para determinar los parámetros de la prueba de caída de presión, se deben tomar en cuenta los criterios siguientes:

- a) Presión de prueba. Si la prueba se realiza únicamente con el propósito de detectar fugas en la sección aislada, se debe hacer cuando menos a la presión de operación.
- b) Medio de prueba. El medio debe ser compatible con los materiales de la tubería, debe estar libre de materiales sedimentarios y no debe dejar residuos que puedan dañar la instalación. El medio para realizar la prueba no debe

ser inflamable, puede ser agua, aire o gas inerte, excepto cuando se utiliza el gas natural o gas LP que conduce la tubería, y

c) Duración de la prueba. El tiempo de la prueba debe ser suficiente para detectar la caída de presión debida a fugas. Para determinar el tiempo necesario para realizar la prueba se deben considerar los factores siguientes:

- i. El tiempo y volumen requerido para que el medio de prueba alcance la presión de prueba;
- ii. El tiempo necesario para que el medio de prueba estabilice su temperatura,

y

- iii. La sensibilidad del instrumento de prueba.

3.3.3.1 El método de caída de presión no localiza las fugas, por lo que se requiere una evaluación posterior con otro procedimiento que permita localizar las fugas para evaluarlas y clasificarlas.

3.3.4 Detección por burbujeo. Este método consiste en cubrir totalmente la tubería con una solución tensoactiva que forme burbujas, entre otras, agua jabonosa para señalar las fugas sobre la superficie expuesta de la instalación. La solución utilizada no debe dañar ni debe dejar residuos que posteriormente puedan producir corrosión en los materiales de la instalación probada.

3.3.5 Detección por ultrasonido. Este método consiste en la instalación de sensores ultrasónicos espaciados a lo largo de la tubería que pueden detectar la ocurrencia de una fuga en tiempo real, por la energía ultrasónica que se genera desde el momento en que ocurre. Las ondas viajan en todas direcciones del sitio de la fuga, lo que permite detectarlas a grandes distancias. Este método se puede acoplar a un sistema de geoposicionamiento.

3.3.5.1 Para probar una instalación de gas por ultrasonido se debe tomar en consideración lo siguiente:

- a) Presión en la tubería. Dado que al incrementarse la presión en la tubería, la magnitud de la energía ultrasónica generada por la fuga aumenta, los sensores deben ser adecuados para la presión de trabajo de la instalación;
- b) Localización de la instalación. Los objetos alrededor de la instalación bajo prueba pueden reflejar o atenuar la energía ultrasónica generada dificultando la detección de la fuga;
- c) Cantidad de fugas. La capacidad de detección de este método se reduce conforme se incrementa el número de fugas en un área determinada, ya que pueden producir un nivel alto de ruido ultrasónico debido al aumento de la energía ultrasónica liberada por cada fuga, y
- d) Tipo de instalación. Los equipos neumáticos y los operados con gas, entre otros: compresores, motores y turbinas, generan energía ultrasónica. Se



debe

conocer la localización, cantidad y características de dichos equipos cerca de la instalación para determinar si el ruido ultrasónico que producen puede causar interferencia al equipo de detección de fallas. El área de prueba, se debe recorrer para verificar la posible presencia de interferencias.

3.3.5.2 El permisionario debe confirmar los resultados obtenidos por ultrasonido aplicando los métodos adecuados para detectar fugas en sus instalaciones.

3.3.6 Detección por fibra óptica. Este método consiste en la instalación de sensores y cable de fibra óptica en los ductos para monitorear, detectar y diagnosticar el desempeño de dichas instalaciones. Se usa para detectar y monitorear fugas de gas en tiempo real.

3.3.7 Detección por termografía infrarroja terrestre o aérea. Este método se usa en tuberías superficiales y subterráneas. Mide la energía térmica del gas natural o el gas LP mediante un espectrómetro de banda infrarrojo como elemento primario de detección. El instrumento puede acoplarse a un sistema de geoposicionamiento para ubicar las fugas.

3.3.8 Detección por medio de perros adiestrados. La raza labrador es la más comúnmente usada ya que puede detectar el odorizante adicionado en la corriente del fluido. El perro localiza y rastrea el olor que sale por la fuga hasta el punto de máxima concentración.

#### 4. Instrumentos para detección de fugas

El permisionario es responsable de utilizar los instrumentos indicadores de gas combustible adecuados para los métodos de detección de fugas que aplique en sus instalaciones, con el objeto de obtener información veraz, confiable y completa sobre las fugas de gas.

##### 4.1 Mantenimiento de indicadores de gas combustible. El mantenimiento de estos

instrumentos se debe efectuar de acuerdo con las instrucciones del fabricante y, entre otras acciones, se deben cumplir las siguientes:

a) Cada instrumento utilizado para detectar y evaluar fugas de gas se debe operar

de acuerdo con los instructivos del fabricante;

b) Revisar periódicamente los instrumentos cuando están en uso para asegurar

que el suministro de energía eléctrica para su funcionamiento es adecuado;

c) Probar los instrumentos antes de usarse para asegurar que el sistema de muestreo esté libre de fugas y que los filtros no obstruyan el flujo de la muestra, y

d) Los instrumentos de ionización de flama de hidrógeno se deben probar cada vez que se encienden y durante la inspección.

4.2 Calibración de indicadores de gas combustible. Para la calibración de estos

instrumentos se deben cumplir, entre otras, las recomendaciones siguientes:

a) Cada equipo utilizado para la detección y evaluación de fugas se debe calibrar

de acuerdo con los instructivos del fabricante después de cualquier reparación o

reemplazo de partes;

b) De conformidad con un programa regular en el que se considere el tipo del

instrumento y su uso, los instrumentos de ionización de flama de hidrógeno y

los indicadores de gas combustible, se deben calibrar al menos una vez al mes

cuando están en uso, y

c) Se deben calibrar, cuando se sospeche que la calibración del instrumento ha cambiado.

5. Clasificación de fugas y criterios de acción

En este capítulo se establece el procedimiento por medio del cual las fugas son

clasificadas y controladas. Cuando se detecta una fuga, el primer paso debe ser la

delimitación del área afectada por la fuga; si el perímetro se extiende hacia un edificio,

la inspección se debe continuar dentro del mismo. Cuando se confirma la fuga, se debe

atender inmediatamente para localizarla, evaluarla y clasificarla de acuerdo con el

inciso 5.1 de este Apéndice.

5.1 Clasificación de las fugas. Basados en la evaluación realizada de la localización y

magnitud de la fuga, ésta se debe clasificar con objeto de establecer la prioridad de su

reparación. La clasificación es la siguiente:

5.1.1 Grado 1. Son aquellas fugas que representan un peligro inminente para las

personas o propiedades, por lo que, cuando se detectan deben ser reparadas

inmediatamente y/o realizar acciones continuas hasta lograr que las condiciones dejen

de ser peligrosas. Se considera peligrosa toda situación en la que haya probabilidad de

asfixia, incendio o explosión en el área afectada por la fuga.

5.1.2 Grado 2. Esta clase de fugas no son peligrosas cuando se detectan, pero

representan un riesgo probable para el futuro, por lo que se requiere programar su

reparación para prevenir que se vuelvan peligrosas.

5.1.3 Grado 3. Esta clase de fugas no son peligrosas cuando se detectan y tampoco

representan un riesgo probable para el futuro, por lo que, sólo es necesario

reevaluarlas periódicamente hasta que sean reparadas.

5.2 Criterios para clasificar fugas y determinar acciones. Los lineamientos para

clasificar y controlar fugas se describen en las tablas 2, 3 y 4 siguientes. Los ejemplos de condiciones de fuga que se presentan en dichas tablas son enunciativas mas no limitativas. El criterio y experiencia del personal operativo en el sitio donde ocurre la fuga es de suma importancia en la determinación del grado que se le asigne a la fuga y los criterios de acción indicados en dichas tablas.

5.3 Inspección subsecuente. Todas las reparaciones de fugas se deben probar, en su caso, antes de que la instalación entre en operación, para confirmar que no persiste la fuga de gas. En tuberías subterráneas, esta prueba se debe hacer antes de taparlas con tierra. Cuando entre en operación la instalación, se debe inspeccionar el área afectada por la fuga con un indicador de gas combustible. Donde haya gas residual después de la reparación de una fuga de grado 1, se debe permitir la ventilación y estabilización de la atmósfera del suelo para realizar una inspección subsecuente en un plazo que no debe exceder de un mes posterior a la reparación. En el caso de reparaciones de fugas de grado 2 o 3, el permisionario determinará si es necesario efectuar una inspección subsecuente.

5.4 Cuando se reevalúa una fuga de acuerdo con los criterios de acción de las tablas 3 y 4, ésta se debe clasificar usando el mismo criterio que cuando la fuga fue descubierta.

Tabla 2. Fugas de grado 1

EJEMPLO

CRITERIO DE ACCION

1. Cualquier fuga que, a juicio del personal operativo en el sitio de la fuga, se considere un peligro inmediato.

2. Cualquier escape de gas que se haya encendido.

Requiere de acciones inmediatas para proteger la vida y propiedades de las personas, y de acciones continuas hasta lograr que las condiciones dejen de ser peligrosas.

3. Cualquier indicación de que el gas haya migrado al interior o debajo de un edificio o dentro de un túnel.

Debe notificarse a las autoridades competentes como son: la Comisión Reguladora de Energía, protección civil, policía y bomberos.

4. Cualquier indicación de presencia de gas en el lado exterior de la pared de un edificio, o donde es probable que el gas migre al lado exterior de la pared de un edificio.

La acción inmediata en algunos casos puede requerir de uno o más de los pasos siguientes:

5. Cualquier lectura mayor o igual que 80% (ochenta por ciento) del LIE del gas en un espacio confinado.

a) Puesta en marcha y coordinación del plan de emergencia del permisionario;

6. Cualquier lectura mayor o igual que 80% (ochenta por ciento) del LIE del gas en otras subestructuras pequeñas, no asociadas con el gas por las cuales es probable que el gas migre al lado exterior de la pared de un edificio.

b) Evacuación del área;

c) Acordonamiento del área;

d) Desviación del tráfico;

e) Eliminación de las fuentes de ignición;

7. Cualquier fuga que pueda ser detectada por medio de la vista, oído u olfato, y que está en una localización que puede ser peligrosa para las personas y sus bienes.

f) Ventilación del área, y

g) Suspensión del flujo de gas cerrando las válvulas o por otros medios.

Tabla 3. Fugas de grado 2

EJEMPLO

CRITERIO DE ACCION

1. Fugas que requieren tomar acciones antes de que ocurran cambios adversos en las condiciones de venteo del suelo, por ejemplo: una fuga que cuando se congele el suelo, es probable que el gas migre al lado exterior de la pared de un edificio.

Estas fugas se deben reparar en el transcurso de un año calendario pero en un tiempo no mayor a 15 meses de la fecha en que fue reportada.

Para determinar la prioridad en la reparación se deben seguir los criterios siguientes:

2. Se requieren tomar acciones en un plazo no mayor de 6 meses para reparar las fugas, cuando las lecturas del indicador de gas combustible, en porcentaje del LIE, tengan los valores siguientes:

a) Cantidad y migración del gas;

b) Proximidad del gas a edificios y estructuras debajo del suelo;

a) Mayor o igual de 40% (cuarenta por ciento) debajo de las banquetas en una calle cubierta de pared a pared con piso terminado, por ejemplo pavimento y/o concreto y la fuga no se califica como grado 1.

b) Mayor o igual de 100% (cien por ciento) debajo de la calle cubierta de

pared a pared con piso terminado, por ejemplo pavimento y/o concreto, que tiene una migración de gas significativa y la fuga no se califica como grado 1.

c) Menor de 80% (ochenta por ciento) dentro de subestructuras pequeñas no asociadas con el gas, donde es probable que el gas migre para crear un peligro futuro.

d) Entre 20% (veinte por ciento) y 80% (ochenta por ciento) en un espacio confinado.

e) Cualquier valor en una tubería que opere a 30% (treinta por ciento) o más de su Resistencia Mínima a la Cedencia, localizada en clase 3 o 4, de acuerdo con esta Norma y la fuga no se califica como grado 1.

f) Mayor o igual de 80% (ochenta por ciento) en una subestructura asociada con el gas.

g) Cualquier fuga que a juicio del personal operativo en el sitio de la fuga, considere que tiene la magnitud suficiente para programar su reparación.

c) Extensión del piso terminado;

d) Tipo de suelo y condiciones del mismo (tales como la capa congelada, humedad y venteo natural), y

e) Concentración de fugas en un tramo de la instalación.

Las fugas grado 2 se deben reevaluar cuando menos una vez cada 6 meses, hasta que sean reparadas. La frecuencia de reevaluación se debe determinar de acuerdo con su localización, magnitud y condiciones de la fuga.

El grado de peligro potencial de las fugas grado 2 puede variar ampliamente. Cuando son evaluadas de acuerdo con su localización, magnitud y condiciones, para algunas fugas grado 2 se puede justificar que su reparación se programe dentro de los siguientes 5 días. En cambio, para otras se puede justificar que su reparación se programe dentro de los siguientes 30 días. El responsable de programar la reparación debe cuidar las condiciones de la fuga durante el día en el cual se descubre dicha fuga.

Por otro lado, la reparación de muchas fugas grado 2, puede ser programada, considerando su localización y magnitud, para realizarse con base en una rutina de mantenimiento, con inspecciones periódicas cuando sea necesario.

Tabla 4. Fugas de grado 3

EJEMPLO

CRITERIO DE ACCION

Estas fugas requieren reevaluarse a intervalos periódicos cuando las lecturas del indicador de gas combustible, en porcentaje del LIE, tengan los valores siguientes:

- a) Menor de 80% (ochenta por ciento) en subestructuras asociadas al gas.
- b) Cualquier valor debajo de la calle en áreas que no están pavimentadas completamente, donde no es probable que el gas pudiera migrar al lado exterior de la pared de un edificio.
- c) Menor de 20% (veinte por ciento) en un espacio confinado.

Estas fugas deberán ser reevaluadas en el siguiente monitoreo programado o en los 15 meses siguientes a la fecha en que fue reportada, lo que ocurra primero, hasta que la fuga sea reclasificada o no haya más lecturas.

#### 6. Historial de fugas y lineamientos para autoevaluación

El permisionario debe conservar la documentación que demuestre cada monitoreo de fugas de acuerdo con los resultados, conclusiones y acciones realizadas.

El permisionario debe mantener los registros actualizados de dicha documentación

para ser proporcionada, cuando sea requerida por la autoridad competente. Esta

documentación debe estar sustentada por los registros siguientes:

6.1 Los registros de fugas deben contener al menos la información siguiente:

- a) La fecha de detección de la fuga, la fecha y la hora del reporte, el tiempo en que se atendió, el tiempo en que se investigó y el nombre de quien la investigó;
- b) La descripción detallada de la fuga, su localización, magnitud y grado que se le asignó;
- c) Tratándose de una fuga que deba ser reportada, la fecha y la hora del reporte telefónico a la autoridad competente y el nombre de quien lo hizo;
- d) Las fechas de las reevaluaciones antes de la reparación de la fuga y el nombre del responsable de dichas reevaluaciones;
- e) La fecha de reparación, el tiempo que llevó la reparación y el nombre del responsable de la reparación;
- f) Las fechas de revisiones posteriores a la reparación y el nombre de los responsables de dichas revisiones;
- g) El método usado para detectar la fuga (si fue reportado por terceros, el nombre y la dirección de quién reportó);
- h) La sección del sistema donde ocurrió la fuga (tubería principal, tubería de servicio, etc.);
- i) La parte del sistema en que ocurrió la fuga (tubería, válvula, conexión, estación de regulación, etc.);

- j) El material en el cual ocurrió la fuga (acero, plástico u otro);
- k) El origen de la fuga;
- l) La descripción de la tubería;
- m) El tipo de reparación efectuada;
- n) La causa de la fuga;
- o) La fecha de instalación de la tubería;
- p) Si tiene protección catódica operando, y
- q) La lectura del indicador de gas combustible.

6.2 Los registros de monitoreos de fuga deben contener al menos la información siguiente:

- a) La fecha en que se realizó el monitoreo;
- b) La descripción del sistema y del área monitoreada. Se deben incluir los planos y/o libros bitácora;
- c) Los resultados del monitoreo, las conclusiones y las acciones a seguir;
- d) Los métodos aplicados en el monitoreo, y
- e) El personal que efectuó el monitoreo.

6.2.1 Los registros de las pruebas de caída de presión deben contener al menos la información siguiente:

- a) El nombre del responsable de la prueba. En caso de que haya sido realizada por una empresa externa, el nombre de la empresa y el nombre de la persona responsable de la prueba;
- b) El medio de prueba usado;
- c) La presión de prueba;
- d) La duración de la prueba;
- e) Las gráficas de presión o los registros de las presiones medidas en la prueba, y
- f) Los resultados de la prueba.

6.3 Autoevaluación. El permisionario debe evaluar su programa de monitoreo de

fugas realizados para determinar la efectividad de dicho programa. Esta autoevaluación debe realizarse cuando menos una vez al año de acuerdo con el

procedimiento siguiente:

- a) Programa de monitoreo de fugas. Se debe asegurar que el programa de mantenimiento del sistema cumple con esta Norma;
- b) Efectividad del monitoreo. Se debe asegurar que los monitoreos de fugas fueron efectuados de acuerdo con el programa y que los resultados fueron satisfactorios en todo el sistema;
- c) Programa de reparación. Se debe comprobar que las reparaciones de fugas fueron efectuadas de acuerdo con el programa y los procedimientos especificados;
- d) Efectividad de la reparación. Se debe verificar que las reparaciones de fugas fueron realizadas con la efectividad indicada en los procedimientos aplicados, y
- e) Registro histórico de fugas. Se debe mantener actualizado el historial de fugas.

## 7. ANEXO

Localización de fugas por perforación de barra

Este procedimiento se aplica para localizar el lugar preciso de fuga en instalaciones

subterráneas y tiene por objeto minimizar la excavación para disminuir costos y evitar

pérdida de tiempo en la localización y reparación de fugas. El permisionario es responsable de aplicar el procedimiento adecuado para localizar fugas por sondeos en sus instalaciones. Con fines informativos se presenta a continuación una descripción general de este procedimiento.

a) Se debe delimitar la zona de migración del gas realizando un muestreo de la atmósfera superficial con indicadores de gas combustible. Normalmente la fuga

se localiza en esta área;

b) Se deben identificar todas las tuberías de gas dentro del área delimitada y localizar las válvulas, conexiones y accesorios, porque son los lugares con mayor probabilidad de fuga. Se debe poner especial cuidado para no dañar otras instalaciones subterráneas que estén dentro del área delimitada, durante la excavación y perforación para localizar fugas;

c) Se deben buscar en el área delimitada evidencias de construcción recientes que pudieran haber dañado la tubería de gas provocando la fuga. Se debe tomar en cuenta que el gas también puede migrar y ventilarse a lo largo de algunas

zanjas de otros servicios subterráneos;

d) Se deben hacer perforaciones equidistantes sobre la línea de gas que se sospecha tiene fuga. Todos los pozos de muestreo deben tener igual profundidad y diámetro. Las muestras de gas deben tomarse a la misma profundidad y donde sea necesario los sondeos deben bajar hasta la profundidad del tubo para obtener lecturas consistentes y útiles. Para localizar

la fuga de gas se identifican los sondeos con las lecturas más altas;

e) En caso de encontrar lecturas altas en varias perforaciones adyacentes se

requiere de procedimientos adicionales para determinar cuál es la lectura más

cercana al probable punto de fuga. Las lecturas de algunos sondeos disminuirán

con el tiempo, pero es conveniente acelerar este proceso extrayendo el exceso

de gas de las perforaciones. Cuando se recupere el gas que está migrando dentro de las perforaciones se toman nuevas lecturas para determinar la perforación más cercana a la fuga. Este procedimiento se debe aplicar con

precaución para evitar la distorsión del patrón de venteo;

f) Una vez identificado el lugar aproximado de la fuga, se deben hacer pozos de muestreo adicionales más profundos para determinar el lugar probable de la

fuga con mayor exactitud;

g) Para determinar cuál de las perforaciones tiene el mayor flujo de gas se pueden

hacer lecturas adicionales en la parte superior de ellas o usar un manómetro o

solución tensoactiva que forme burbujas. Asimismo, pueden ser útiles otras

indicaciones en los pozos, tales como: las partículas de polvo sopladas,



el  
sonido o sentir en la piel el flujo del gas. En ocasiones es posible distinguir la difracción de la luz solar cuando el gas se ventea a la atmósfera;

h) Cuando el gas se localiza dentro de algún conducto subterráneo ajeno a las tuberías de gas, se deben tomar muestras en todas las aberturas que se tengan disponibles en dicho conducto para aislar la fuga de gas;

i) Cuando se logran lecturas estables del indicador de gas se determina el patrón de venteo. El sondeo con la lectura más alta normalmente será el punto exacto de la fuga, y

j) Una vez descubierta, se puede usar cualquier procedimiento para localizar la fuga en la tubería, como el burbujeo para fugas pequeñas.

Medidas precautorias

En ocasiones, situaciones especiales pueden complicar las técnicas de localización de fugas por sondeos. Estas situaciones no son comunes pero son factibles, entre otras, se citan las siguientes:

a) Puede ocurrir una fuga múltiple que ocasione información confusa. Para eliminar esta posibilidad el área afectada debe revisarse después de reparada la fuga;

b) El gas se puede acumular en alguna cavidad y dar una indicación elevada hasta que dicha cavidad es venteada;

c) Otros gases, tales como los que se forman por material orgánico en descomposición se pueden encontrar ocasionalmente, esto es característico cuando se encuentran lecturas constantes de entre 15 y 30% (treinta por ciento) de concentración gas en aire;

d) La indicación del gas en drenajes se debe considerar como gas de una fuga migrando al drenaje, hasta que sea descartado por otros medios o por análisis,

y

f) Cuando el procedimiento de localización de fugas por sondeos se utilizan para tuberías de gas LP, se debe tomar en cuenta que dicho gas es más pesado que el aire, por lo que permanece normalmente debajo del aire, cerca del nivel de la tubería, pero cuando el suelo donde está dicha tubería tiene pendiente, el gas puede fluir hacia lugares bajos. El gas LP normalmente no se difunde rápidamente o migra lejos, por lo que la fuga usualmente se encuentra cerca de donde es detectado por el indicador de gas combustible. Si el gas se dispersa dentro de un conducto subterráneo tal como un sistema de drenaje, el gas puede viajar a grandes distancias.

#### Apéndice IV

Procedimiento para la evaluación de la conformidad

Índice

1. Objetivo y alcance

2. Definiciones
3. Procedimiento
4. Disposiciones generales
5. Sistema de distribución de gas
6. Odorización del gas natural
7. Control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas
8. Monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas natural y gas LP

1. Objetivo y alcance  
El presente Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad (PEC) tiene por

objeto establecer la metodología para determinar el grado de cumplimiento de los sistemas de distribución de gas por ductos con esta norma (NOM). Este procedimiento

comprende la revisión de información documental y la verificación en campo de las partes principales del sistema de distribución de gas, que son las siguientes:

Sistema de control de calidad  
Sistema de distribución de gas,  
Odorización del gas natural

Control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas

Monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas natural y gas LP

## 2. Definiciones

Para efectos del presente PEC se establecen las siguientes definiciones:

2.1 Acta circunstanciada: El documento expedido en cada una de las visitas de

verificación realizadas, en el cual se hará constar por lo menos:

nombre, denominación

o razón social del distribuidor; hora, día, mes y año, en que se inicie y en que concluya

la diligencia; calle, número, población o colonia, teléfono u otra forma de comunicación

disponible, municipio o delegación, código postal y entidad federativa en que se

encuentre ubicado el domicilio del distribuidor, número y fecha del oficio de comisión

que la motivó; nombre y cargo de la persona con quien se entendió la diligencia;

nombre y domicilio de las personas que fungieron como testigos; datos relativos a la

actuación, y nombre y firma de quienes intervinieron en la diligencia;

2.2 Dictamen: El documento emitido por la Comisión o por la UV en el cual se

resume el resultado de la verificación que realizó al sistema de distribución de gas para

evaluar la conformidad con la NOM;

2.3 Evaluación de la conformidad: La determinación del grado de cumplimiento con la NOM;

con la NOM;

2.4 Evidencia objetiva: La información que puede ser probada como verdadera,

basada en hechos obtenidos por medio de observación, medición, prueba u otros

medios, y

2.5 Registro: El documento que provee evidencia objetiva de las actividades

ejecutadas y de los resultados obtenidos.

### 3. Procedimiento.

3.1 La evaluación de la conformidad de los sistemas de distribución de gas con la

NOM, se debe realizar de acuerdo con lo estipulado en la misma NOM.

3.2 La Comisión o el distribuidor pueden solicitar la evaluación de la conformidad

con la NOM cuando lo requieran para dar cumplimiento a las disposiciones legales o

para otros fines de su propio interés.

3.3 La evaluación de la conformidad con la NOM debe ser realizada por la Comisión

o por una UV.

3.4 La UV de acuerdo con el distribuidor debe establecer los términos y condiciones

de los trabajos de verificación, excepto cuando la verificación sea requerida por la

Comisión.

3.5 Para evaluar el grado de cumplimiento del sistema de distribución con lo

dispuesto en la NOM, la UV debe realizar visitas de verificación en los términos de la

LFMN y su Reglamento.

3.6 En cada visita de verificación la UV debe levantar una acta circunstanciada, en

la cual debe asentar los cumplimientos con la NOM y, en su caso, los incumplimientos,

para que el distribuidor haga las correcciones en el plazo que se le fije en dicha acta.

3.7 El distribuidor puede formular las observaciones que estime pertinentes y

ofrecer pruebas a la UV durante la visita de verificación o dentro del plazo máximo de

cinco días hábiles siguientes a la fecha en que se haya levantado el acta

circunstanciada.

3.8 La UV debe elaborar el dictamen con base en las actas circunstanciadas.

3.9 La UV debe entregar el dictamen de verificación al distribuidor que haya

contratado sus servicios. El distribuidor debe entregar el dictamen a la Comisión, para

los efectos legales que correspondan en los términos de la legislación aplicable.

3.10 Los gastos que se originen por los servicios de verificación deben ser a cargo

del distribuidor en conformidad con el artículo 91 de la LFMN.

### 4. Disposiciones generales

4.1 En conformidad con el artículo 53 de la LFMN en los sistemas de distribución de

gas a que se refiere la NOM se deben utilizar materiales, componentes y equipos que

cumplan con las normas oficiales mexicanas y/o normas mexicanas aplicables.

4.1.1 Los materiales, componentes y equipos utilizados en los sistemas de

distribución de gas sujetos al cumplimiento señalado en el párrafo anterior, deben

contar con un certificado obtenido de conformidad con la LFMN.

4.1.2 En caso de no existir norma oficial mexicana o norma mexicana aplicable al

material, componente o equipo de que se trate, la UV debe requerir el

registro de cumplimiento con normas internacionales y en caso de no existir éstas, dicho producto debe cumplir con las prácticas internacionalmente reconocidas. En el supuesto de no contar con las normas mencionadas, el material, componente o equipo debe cumplir con las normas del país de origen o a falta de éstas, con las especificaciones del fabricante.

4.1.3 Los materiales, componentes y equipos que cumplan con las disposiciones establecidas en los párrafos anteriores; se consideran aprobados para los efectos de la NOM.

4.2 En conformidad con el artículo 56 de la LFMN los sistemas de distribución de gas deben contar con un manual de procedimientos integrado con documentos propios de la empresa, escritos en idioma español, en los que se describen en forma específica para el sistema evaluado, las funciones que se listan a continuación:

A. Organización.- Debe contener los puntos siguientes:

- a) Los objetivos y la descripción del sistema de distribución de gas.
- b) Los planes para el desarrollo y aplicación de nuevas tecnologías.
- c) La estructura de la organización del personal encargado del funcionamiento

y seguridad del sistema, en la que se definan los niveles jerárquicos y de decisión.

d) Descripción, definición de funciones y actividades, asignación de responsabilidades, relaciones de trabajo internas y externas a la empresa, y procedimientos operativos de cada puesto.

B. Administración.- La administración debe comprender lo siguiente:

- a) Control de trabajos y proyectos, preparación, desarrollo y resultados.
- b) Control de desempeño del personal, programas de capacitación, incentivos y desarrollo.
- c) Locales y equipo de oficina y servicios.
- d) Sistemas de comunicación interna y externa.

C. Soporte técnico.- Debe abarcar los puntos siguientes:

- a) Debe haber un responsable y un suplente en cada una de las funciones básicas para la operación del sistema.
- b) Normas y especificaciones técnicas aplicadas.
- c) Control de equipo de medición y prueba.
- d) Equipo para maniobras.
- e) Compras y almacenes.

5. Sistema de distribución de gas

La UV debe realizar la revisión de información documental y la verificación en campo

de los aspectos técnicos siguientes:

- A. Diseño
- B. Materiales y equipos
- C. Construcción y pruebas
- D. Operación y mantenimiento
- E. Seguridad

5.1 Revisión de información documental.

El objetivo es que la UV identifique el sistema de distribución por

auditar, verifique que la documentación está completa y que las especificaciones de diseño y construcción, de materiales y equipo, así como los procedimientos de construcción, operación, mantenimiento y seguridad cumplen con los requisitos de la NOM y en lo no previsto por ésta, con las prácticas internacionalmente reconocidas. Para llevarla al cabo la UV debe recabar, entre otros, los documentos siguientes:

a) Título de permiso y sus anexos;  
b) Las normas mexicanas y normas oficiales mexicanas indicadas en la NOM, y  
c) Las prácticas internacionalmente reconocidas aplicadas por el distribuidor para cubrir los aspectos no previstos por las normas mexicanas y las normas oficiales mexicanas aplicables, en conformidad con el anexo de autorregulación de Título de permiso.

A. Diseño

5.1.1 La UV debe revisar la información siguiente:

a) Normas, códigos, estándares y procedimientos aplicados en el diseño del sistema de distribución;

b) Memoria de cálculo de flujos y presiones para el diseño de la red de distribución, inclusive la comprobación de que cumple con los flujos y presiones requeridos en cualquier punto de la red cuando opera bajo las condiciones de demanda máxima;

c) Procedimiento para la actualización del cálculo de flujos y presiones de acuerdo con los cambios en consumo y demanda de gas que se presenten en cada uno de los sectores que conforman el sistema;

d) Memoria de cálculo para verificar que las dimensiones y resistencia mecánica de los materiales, componentes y equipos del sistema cumplen con los requisitos de la NOM;

e) La memoria de cálculo que permita verificar que el trayecto e instalación de la tubería así como las obras especiales para protección de la tubería, por ejemplo, cruzamientos con carreteras y vías de ferrocarril, ríos, canales y vías de navegación y contra riesgos del suelo y fenómenos naturales como inundaciones, marejadas, desplazamientos del suelo y terremotos, entre otros;

f) Puntos de recepción de gas del sistema;

g) Localización de válvulas de seccionamiento;

h) Instrumentación, válvulas y dispositivos de seguridad de las estaciones de medición

y regulación y de las estaciones de regulación;

i) Ubicación de registros, y

j) Ubicación de los componentes del sistema de protección catódica tales como:

ánodos, rectificadores de corriente, postes para toma de lecturas de potencial

entre la tubería y tierra.

5.1.1.1 La UV debe comprobar que las especificaciones de diseño del sistema de

distribución cumplen con la NOM, para lo cual verificará que dichas especificaciones

cumplen, por lo menos, con los requisitos indicados en la Parte 1.- Normas de

referencia de la tabla A. Esta contiene el resumen de los requisitos que deben

verificarse para la evaluación de la conformidad con la NOM-003-SECRE-2002. En la

Parte 2.- Documentos de consulta de la misma tabla A, están indicadas documentos de

reconocida validez y amplia aplicación en la industria del gas, que la UV puede

consultar para tener un conocimiento más amplio del tema.

Tabla A.- Resumen de requisitos mínimos de diseño para la evaluación de la conformidad del sistema de distribución de gas

Parte 1.- Normas de referencia

Parte 2.- Documentos de consulta

Característica

del sistema

NOM-003-

SECRE-

2002

Otras

normas

CFR 49

DOT 192-

2000

ASME B

31.8-1999

Otros

documentos

Requisitos

generales

5.1.1 a

5.1.5; 6.1.1

a 6.1.3

NOM-007-

SECRE-1999:

7.1 y 7.2

192.55 y

192.103

840.1 a

840.4 y

845.5

AGA

Technical

Report No.

10

Tubería de

acero

5.2.1 a

5.2.3; 6.2.1

a 6.2.7

NMX-B-177-

1990

192.5;

192.105

a 192.115;

192.153 a  
192.157  
831.1 a  
831.6; 840.2  
a 840.4 y  
841.11  
a 841.14 y  
Appendix D

Tubería de  
polietileno  
5.3.1 a  
5.3.3; 6.3.1  
a 6.3.3

NMX-E-043-  
2002

192.121 y  
192.123  
842.3;  
842.31;  
842.32 y  
842.34 a  
842.39

Tubería de  
cobre

5.4.1 a  
5.4.3;  
6.4.1 a  
6.4.3

NMX-W-018-  
1995; NMX-  
W-101/1-1995

y NMX-W-  
101/2-1995

192.125  
842.61

Estaciones  
de regulación  
y estaciones  
de regulación  
y medición

7.1.1 a  
7.1.11

192.195;  
192.197;  
192.199 y  
192.201

845.1;  
845.21 a  
845.24 y  
845.31 a  
845.36 y  
845.41

Registros

7.3.1 a  
7.3.8

192.183 a  
192.189

847.1 a  
847.4

Seccionamiento

7.4.1; 7.4.3  
y 7.4.4  
192.145 y  
192.181  
831.11 a  
831.13;  
842.35 y  
846.22  
Medidores  
7.4.1 a  
7.4.10;  
192.351 a  
192.359  
848.1 a  
848.4  
Protección  
contra  
corrosión en  
tuberías de  
acero  
8.8;  
Apéndice II  
Tomas de  
servicio  
9; 9.1 a 9.3;  
9.6 a 9.8 y  
9.10  
192.361 a  
192.383  
849.11 a  
849.13;  
849.21;  
849.41 y  
849.51

NOTA.- La Parte 2.- Documentos de consulta de la tabla anterior no es de aplicación obligatoria, ni es obligatorio el cumplimiento de sus especificaciones.

#### B. Materiales y equipos

5.1.3 La UV debe confirmar que el distribuidor cuenta con registros que demuestren

que los materiales, componentes y equipos comprados para el sistema de distribución

de gas cumplen con la NOM. A continuación se presenta una lista, enunciativa pero no

limitativa, de equipos, componentes y materiales que deben cumplir con este requisito.

- a) Dispositivos de relevo de presión;
- b) Válvulas;
- c) Reguladores y medidores de presión;
- d) Medidores de flujo;
- e) Tubos de cobre y sus conectores;
- f) Tubos de acero y sus conectores;

g) Tubos de polietileno y sus conectores;

h) Tubos de acero con recubrimiento anticorrosivo aplicado en planta;

i) Recubrimientos anticorrosivos para aplicar en campo, y

j) Fuentes de corriente impresa.

5.1.3.1 La UV debe comprobar que las especificaciones de materiales, componentes y equipos comprados para el sistema de distribución cumplen con la NOM, para lo cual



verificará que dichas especificaciones cumplen, por lo menos, con los requisitos indicados en la Parte 1.- Normas de referencia de la tabla B. Esta contiene el resumen de los requisitos que deben verificarse para la evaluación de la conformidad con la NOM-003-SECRE-2002. En la Parte 2.- Documentos de consulta de la misma tabla B, están indicados documentos de reconocida validez y amplia aplicación en la industria del gas, que la UV puede consultar para tener un conocimiento más amplio del tema.

Tabla B.- Resumen de requisitos mínimos de los materiales y equipos para la evaluación de la conformidad del sistema de distribución de gas

Parte 1.- Normas de referencia

Parte 2.- Documentos de consulta

Materiales y

Equipos

NOM-003-

SECRE-

2002

Otras

normas

CFR 49 DOT

192-2000

ASME B

31.8-1999

Otros

documentos

Tubos de

acero

6.2.1

NMX-B-

177-1990

192.65

814.11

API 5L; ASTM

A 53; A 106

A 333/A

333M; A

381; A 671;

A 672

y A 691

Componentes

para tubería

de acero

6.2.2

192.143;

192.144 y

192.149

831.31 y

831.32

ASME B 16.9

y MSS SP-75

Válvulas para

tubería de

acero

6.2.3 a

6.2.5

192.145

831.11 a

831.13  
API 6D;  
ASME B  
16.33; B  
16.34 y B  
16.38  
Bridas y  
accesorios  
bridados para  
tubería de  
acero  
6.2.6 y  
6.2.7  
192.147  
831.21  
ASME B 16.1  
y B 16.5;  
MSS SP-44  
Tubos de  
polietileno  
6.3.1 y  
8.9.1.1  
NMX-E-  
043-2002  
192.59  
814.13 y  
814.14  
ASTM D 2513  
Válvulas y  
conexiones  
para tubería  
de polietileno  
6.3.2 y  
6.3.3  
192.63  
842.34 y  
842.351  
ASTM D  
2513; D  
3621 y F  
1055; ASME  
B 16.40  
Tubos de  
cobre  
6.4.1  
NMX-W-  
018-1995  
842.611  
ASTM B 837

Conexiones  
para tubería  
de cobre  
6.4.2  
NMX-W-  
101/1-  
1995 y  
NMX-W-  
101/2-  
1995  
842.613

ASTM B 32 y  
B 813; ASME  
B 16.18 y B  
16.22  
Válvulas para  
tubería de  
cobre  
6.4.3  
842.612  
Medidores  
7.4.1 a  
7.4.3  
NOM-014-  
SCFI-1997  
Protección  
contra  
corrosión en  
tuberías de  
acero  
8.8;  
Apéndice  
II

NOTA.- La Parte 2.- Documentos de consulta de la tabla anterior no es de aplicación obligatoria, ni es obligatorio el cumplimiento de sus especificaciones.

#### C. Construcción y pruebas

5.1.2 La UV debe verificar que el distribuidor cuenta con procedimientos de construcción adecuados para cumplir con las especificaciones de diseño y lo establecido en el Título de Permiso, para lo cual debe revisar, entre otros, los documentos siguientes:

- a) Planos descriptivos, procedimientos y especificaciones para cada uno de los pasos del proceso de construcción;
  - b) Metodología, documentación, instrumentos y equipos para realizar pruebas de hermeticidad;
  - c) Certificados de calibración vigentes de los instrumentos, aparatos y equipos de medición utilizados en las pruebas de hermeticidad;
  - d) Procedimiento para la actualización de procedimientos y planos de construcción,
- y
- e) Registros de aplicación de los procedimientos de construcción y de pruebas preoperativas realizadas en el sistema de distribución.

5.1.2.1 La UV debe elaborar una tabla consignando las especificaciones de la tubería por material, diámetro, longitud y presión de operación. En su caso, la UV debe verificar que el distribuidor cumple con el programa de sustitución de tuberías establecido en el título de permiso respectivo.

5.1.2.2 La UV debe comprobar que las especificaciones y procedimientos de construcción y pruebas del sistema de distribución cumplen con la NOM, para lo cual verificará que dichas especificaciones y procedimientos cumplen, por lo menos, con los

requisitos indicados en la Parte 1.- Normas de referencia de la tabla C. Esta contiene el resumen de los requisitos que deben verificarse para la evaluación de la conformidad con la NOM-003-SECRE-2002. En la Parte 2.- Documentos de consulta de la misma tabla C, están indicados documentos de reconocida validez y amplia aplicación en la industria del gas, que la UV puede consultar para tener un conocimiento más amplio del tema.

Tabla C.- Resumen de requisitos mínimos del proceso de construcción y pruebas para la evaluación de la conformidad del sistema de distribución de gas

Parte 1.- Normas de referencia

Parte 2.- Documentos de consulta

Característica

del proceso

NOM-003-

SECRE-2002

CFR 49 DOT

192-2000

ASME B

31.8-1999

Otros

documentos

Profundidad de

tuberías

8.1.1 y 8.1.2

192.301 a

192.311 y

192.317

Separación de

tuberías

8.2

192.325

841.143

Procedimiento

8.3

Excavación y

rellenado de

zanjas

8.4.1 a 8.4.5

192.319;

192.323 y

192.327

841.141 y

841.144

Reparación de

pisos

terminados

8.5

Señalización de

tuberías

8.6.1 y 8.6.2

Instalación de

tubería de acero

8.7.1

192.309;  
192.317;  
192.319;  
192.323 y  
192.327  
841.22;  
841.24 y  
841.25  
Doblado de  
tubería de acero  
8.7.2 y 8.7.3  
192.313 y  
192.315  
841.23  
Soldadura de  
tuberías de  
acero  
8.7.4 a 8.7.9  
192.221 a  
192.235  
821 a 825, y  
Appendix F,  
G e I  
ASME BPV y B  
16.25;  
API 1104  
Inspección y  
pruebas de  
soldadura  
10.2 a 10.5  
192.241;  
192.243 y  
192.245  
826; 827  
ASME BPV;  
API 1104  
Protección  
contra corrosión  
en tuberías de  
acero  
8.8; Apéndice  
II  
Instalación de  
tubería de  
polietileno  
8.9.1.1 a  
8.9.1.4  
192.193;  
192.311;  
192.321;  
192.323;  
192.327;  
192.375;  
192.513 y  
192.515  
842.35;  
842.38 y  
842.41 a  
842.53  
Uniones en  
tubería de

polietileno  
8.9.2.1 a  
8.9.2.5; 8.9.3  
y 8.9.4  
192.281 a  
192.287  
842.39;  
842.391 a  
842.396  
ASTM D 2513;  
D 2657; D  
3261; F 905 y F  
1055

Instalación de  
tubería de cobre

8.10.1 a  
8.10.8  
842.61 y  
842.62;  
ASTM B 828  
Tomas de  
servicio  
9.1 a 9.9  
849.11 a  
849.15;  
849.22;  
849.42;  
849.52;  
849.61 y  
849.63 a  
849.65

Inspección y  
pruebas de  
hermeticidad

10.1 a 10.5;  
10.6.1 a  
10.6.5  
192.503 a  
192.517  
841.31 a  
841.36 y  
845.42, y  
Appendix N  
Estaciones de  
regulación y  
estaciones de  
regulación y  
medición  
7.1.1 a 7.1.11  
845.42  
Medidores  
7.4.1 y 7.4.11  
192.351 a  
192.359  
848.1 a  
848.4  
Puesta en  
servicio  
11  
841.4

NOTA.- La Parte 2.- Documentos de consulta de la tabla anterior no es de aplicación obligatoria, ni es obligatorio el cumplimiento de sus especificaciones.

D. Operación y mantenimiento

5.1.3 La UV debe verificar que el distribuidor cuente con procedimientos escritos

para que la operación y mantenimiento del sistema de distribución cumplan con la

NOM, entre otros, los siguientes:

5.1.3.1 En lo que se refiere a la operación los procedimientos deben comprender, al

menos, los aspectos siguientes:

a) Plano general del sistema que especifique la ubicación exacta actualizada de las

estaciones de medición y regulación y los ductos de transporte que alimentan al

sistema, así como de los ramales de distribución y válvulas de seccionamiento.

b) Registro de operadores calificados para la operación y mantenimiento del

sistema de distribución de gas.

c) Los sistemas de comunicación interna y externa utilizados por el distribuidor

para la operación y el mantenimiento del sistema.

d) Registro periódico de las condiciones de operación normales tales como: flujo,

presión

y temperatura del gas, diferenciales de presión en separadores de líquidos o

filtros, puntos de ajuste de válvulas reguladoras, niveles y odorización del gas.

e) Registro que garantice que los usuarios de la red de distribución reciben el flujo

de gas a la presión suficiente para que sus aparatos de consumo funcionen

adecuada y eficientemente en el momento de máxima demanda del combustible.

f) Registro periódico de la calidad del gas. Para gas natural se debe cumplir con la

NOM-001-SECRE-1997.

g) Registro sobre las condiciones anormales y situaciones de emergencia que se

presentaron durante la jornada y las acciones que se tomaron para resolverlas.

h) Registros de paros de emergencia y reducción de la presión de operación en

cualquier sección del sistema, necesarias para evitar riesgos al operador o a las

instalaciones. Se deben incluir las sesiones de mantenimiento que requieren

sacar de servicio algún ramal o parte de la red de distribución de gas.

i) Programa de actividades no rutinarias y reparaciones que deberán ser atendidas en el turno siguiente y registro del personal participante en cada

turno en el que se describan las actividades desarrolladas, la duración de los

trabajos y los resultados obtenidos.

5.1.3.2 La UV debe verificar que el distribuidor tenga un programa de mantenimiento documentado en el que se especifiquen las actividades a efectuarse en

el sistema durante el año calendario correspondiente. Este documento debe

comprender, al menos, el control de los aspectos siguientes:

a) Inspección periódica e informe sobre situaciones detectadas que puedan afectar

la seguridad del sistema, y que es necesario analizarlas para determinar acciones para restablecer las condiciones que cumplan con los requisitos de la

NOM, por ejemplo: asentamientos humanos, construcciones o excavaciones que

invadan la franja de desarrollo del sistema o que restrinjan los accesos a

válvulas de seccionamiento y estaciones de medición y regulación, cambios en

la topografía que arriesguen el sistema, daños a instrumentos, equipos, construcciones y señalamientos.

b) Programa de monitoreo, detección y clasificación de fugas, así como registros

de las acciones determinadas con base en los resultados de dichas actividades.

c) Programa de inspección, pruebas y análisis de resultados para determinar el

programa de mantenimiento, reparación y sustitución de tuberías; válvulas de

seccionamiento, bloqueo, reguladoras de presión, dispositivos de seguridad,

medidores, e instrumentos.

d) Programa de inspección, mantenimiento, reparación, calibración y reposición de

reguladores

y medidores;

e) Programa de inspección y mantenimiento de casetas y registros que resguarden

válvulas, equipos y estaciones de regulación y de regulación y medición.

f) Programa de verificación de la operación del sistema de protección catódica,

incluyendo registros de lecturas de potenciales tubo-suelo y gráficas de tendencia.

g) Programa de mantenimiento, reparación y sustitución de rectificadores de

corriente y ánodos de sacrificio con base en los resultados del programa indicado en el párrafo anterior.

h) Programa de mantenimiento y reparación de recubrimientos

anticorrosivos

determinado con base a los resultados de la inspección y pruebas periódicas de

los mismos.

i) En caso de que el sistema contenga estaciones de compresión, registro de

resultados de la inspección y pruebas realizados a los dispositivos de paro a

control remoto, y en el programa de mantenimiento y reparación determinado

con base en dichos resultados.

5.1.3.3 La UV debe verificar que el distribuidor dispone de los procedimientos

escritos siguientes:

a) Vigilancia de la franja de desarrollo del sistema para actualizar el análisis de

riesgos y las clases de localización.



b) Para la atención de quejas, reportes y emergencias, deben incluir la siguiente información:

i. Oficinas y/o números telefónicos específicos.

ii. Registro de llamadas de emergencia recibidas que especifique el tiempo de respuesta dado a cada una de las llamadas.

iii. Los registros históricos de este servicio.

5.1.3.4 La UV debe comprobar que las especificaciones y procedimientos de

operación y mantenimiento del sistema de distribución cumplen con la NOM, para lo

cual verificará que dichas especificaciones y procedimientos cumplen, por lo menos,

con los requisitos indicados en la Parte 1.- Normas de referencia de la tabla D. Esta

contiene el resumen de los requisitos que deben verificarse para la evaluación de la

conformidad con la NOM-003-SECRE-2002. En la Parte 2.- Documentos de consulta de

la misma tabla D, están indicados documentos de reconocida validez y amplia

aplicación en la industria del gas, que la UV puede consultar para tener un

conocimiento más amplio del tema.

Tabla D.- Resumen de requisitos mínimos de operación y mantenimiento para la evaluación de la conformidad del sistema de distribución de gas

Parte 1.- Normas de referencia

Parte 2.- Documentos de

consulta

Característica

del sistema

NOM-003-

SECRE-2002

Otras normas

CFR 49 DOT-

192 2000

ASME B 31.8-

1999

Procedimientos

de operación y

mantenimiento

12.1

192.605

850.1 a 850.3

Calidad del gas

natural

12.2

NOM-001-

SECRE-1997:

192.605

Odorización del

gas natural

12.3; Apéndice

I

192.625

871 y 872.41

Sistema de

telecomunicación

12.4

Prevención de

accidentes  
12.5.1 y 12.5.2  
192.627;  
192.629 y  
192.751  
841.26;  
841.27;  
842.46; 842.47  
y 853.45  
Suspensión del  
servicio  
12.6 a 12.7  
Interrupción de  
trabajos de  
mantenimiento  
12.8

Servicio de  
Emergencia  
12.9; 12.9.1 y  
12.9.2  
850.4  
Monitoreo para  
la detección de  
fugas  
12.9; Apéndice  
III  
192.605;  
192.721 a  
192.725  
852.1 a 852.3;  
852.5; 852.6 y  
Appendix M  
Mantenimiento  
de reguladores  
de presión  
12.11  
Mantenimiento  
de estaciones  
de regulación y  
de estaciones  
de regulación y  
medición  
12.12  
192.605;  
192.739;  
192.741 y  
192.743  
853.3  
Mantenimiento  
de registros y  
válvulas de  
seccionamiento  
12.13  
192.605;  
192.747 y  
192.749  
853.42 a  
853.45 y 853.5  
Desactivación  
de tuberías

12.14  
192.727  
852.4  
Reclasificación  
de tuberías por  
aumento de  
presión.  
12.15.1 y  
12.15.2  
192.551 a  
557; 192.611  
y 192.619  
845.61 a  
845.64  
Reclasificación  
de tuberías por  
clase de  
localización  
12.15.1 y  
12.15.3  
192.609;  
192.611;  
192.613 y  
192.619  
840.2 a 840.4;  
852.1 a 852.3;  
854.1 a 854.4  
Señalización  
8.6.1 y 8.6.2  
192.707  
851.7  
Protección  
contra corrosión  
en tuberías de  
acero  
8.8; Apéndice

II

Nota.- La Parte 2.- Documentos de consulta de la tabla anterior no es de obligatoria, ni es obligatorio el cumplimiento de sus especificaciones.

#### E. Seguridad

5.1.4 La UV debe verificar que el distribuidor cuenta con un plan integral de seguridad y protección civil, y en su caso, los registros de aplicación de dicho plan.

Este plan debe cumplir con la NOM y considerar al menos los aspectos que se listan a continuación:

- a) Programas y procedimientos escritos para prevención de accidentes en las instalaciones del sistema.
- b) Programas y procedimientos para informar y educar en materia de gas a usuarios y público en general.
- c) Programa de difusión del Plan Integral de Seguridad y Protección Civil al personal operativo y autoridades competentes, entre otros: representantes de Protección Civil, bomberos y policía de la ciudad o municipio donde se ubique el sistema.

d) Brigadas de seguridad integradas por personal del distribuidor, y en su caso, la existencia de un procedimiento para la coordinación con las autoridades externas.

e) Procedimiento para atención de emergencias las 24 horas del día, durante los 365 días del año, de manera ininterrumpida.

f) Equipo necesario para controlar contingencias.

g) Programa de capacitación para la prevención y atención de emergencias y las constancias de que los simulacros operacionales y de emergencias se efectuaron de acuerdo a programa.

h) Programas de inspección y mantenimiento del equipo contra incendio;

i) Programas sobre la capacitación y entrenamiento del personal sobre prevención de daños y combate contra incendios;

j) Historial de fugas e incidentes;

5.1.4.1 La UV debe comprobar que las especificaciones y procedimientos de seguridad del sistema de distribución cumplen con la NOM, para lo cual verificará que dichas especificaciones y procedimientos cumplen, por lo menos, con los requisitos indicados en la Parte 1.- Normas de referencia de la tabla F. Esta contiene el resumen de los requisitos que deben verificarse para la evaluación de la conformidad con la NOM-003-SECRE-2002. En la Parte 2.- Documentos de consulta de la misma tabla F, están indicados documentos de reconocida validez y amplia aplicación en la industria del gas, que la UV puede consultar para tener un conocimiento más amplio del tema.

Tabla F.- Resumen de requisitos mínimos de seguridad para la evaluación de la conformidad del sistema de distribución de gas natural

Parte 1.- Normas de referencia

Parte 2.- Documentos de consulta

Característica del sistema

NOM-003-SECRE-2002

Otras normas

CFR 49 DOT 192-2000

ASME B 31.8-99

Programa de prevención de accidentes

13.2.1

NOM-007-SECRE-1999, 12.2 y 12.6

192.613;

192.614;

192.616;

192.625;

192.627;

192.629 y

192.751

841.26;

841.27;  
842.46;  
842.47; 850.6 y  
850.7  
Programa de  
auxilio  
13.3.1  
NOM-007-  
SECRE-1999,  
12.4 y  
Apéndice C  
192.615;  
192.801 a  
192.809  
850.41 a  
850.44  
Programa de  
recuperación  
13.4.1  
NOM-007-  
SECRE-1999,  
12.5 y 12.7  
192.617;  
850.5  
Protección  
contra corrosión  
en tuberías de  
acero  
8.8; Apéndice  
II

Programa de  
gestión de la  
integridad del  
sistema

13.2.1 inciso c)

Nota.- La Parte 2.- Documentos de consulta de la tabla anterior no es de aplicación

obligatoria, ni es obligatorio el cumplimiento de sus especificaciones.

5.2 Verificación en campo

El objetivo de la verificación en campo es que la UV compruebe que las especificaciones y criterios establecidos en los documentos examinados de conformidad

con el inciso 5.1 Revisión de la información documental se aplican en la construcción,

arranque, operación y mantenimiento del sistema de distribución de gas, para lo cual,

una vez que termine la revisión documental, la UV debe inspeccionar las instalaciones

del sistema. La UV debe establecer un plan específico para realizar la inspección del

sistema, el cual debe considerar, pero no limitarse a, la verificación de los puntos

siguientes:

a) Durante el proceso de construcción del sistema, debe verificar el personal responsable de efectuar la construcción del sistema de distribución de gas tiene

la calificación y capacitación requerida sobre los procedimientos de construcción

para que dichos procedimientos sean aplicados correctamente.

- b) Los soldadores están calificados conforme con el procedimiento empleado y que cuentan con la certificación correspondiente.
- c) Las obras efectuadas corresponden con el programa de construcción y cumplen con las especificaciones de diseño del sistema.
- d) Los materiales y accesorios empleados en las tuberías de líneas principales y ramales del sistema de distribución de gas, estaciones de regulación y medición y estaciones de entrega de gas al sistema.
- e) La UV debe verificar el cumplimiento del programa detallado de construcción y pruebas, correspondiente a cada una de las etapas del proyecto.
- f) Los procedimientos de construcción son aplicados correctamente, entre otros:  
la profundidad de zanjas, instalación de tubería de acero, instalación de tubería de polietileno, tomas de servicio, señalización, inspección de soldaduras, compactación, cama de arena, tipo de relleno utilizado, cinta de polietileno de advertencia, cable guía.
- g) La ubicación de las válvulas críticas del sistema, tales como: reguladoras, seccionamiento, de seguridad, es la que se encuentra en los planos respectivos.
- h) Las especificaciones de las válvulas críticas del sistema tales como: reguladoras, seccionamiento, de seguridad, cumplen con lo establecido en los certificados de calidad.
- i) La implantación del sistema de protección catódica es correcta, entre otros se deben verificar los ánodos de sacrificio o corriente impresa, postes de medición de potencial y de los aisladores en válvulas de seccionamiento y acometidas.
- j) Las pruebas se realizan de acuerdo con las condiciones especificadas en el procedimiento respectivo. Los resultados obtenidos serán documentados y firmados por el representante de la UV, el contratista y el inspector de campo del distribuidor.
- k) Los equipos utilizados para la medición del gas corresponden con las especificaciones de los manuales del fabricante.
- l) Revisar la bitácora de supervisión, operación y mantenimiento.
- m) Comprobar que el sistema de dosificación del odorizante, se encuentre funcionando con la frecuencia comprometida y que cumple con la NOM.
- n) Verificar en diferentes sectores del sistema que las presiones y flujos de gas corresponden con los compromisos de suministro convenidos con los usuarios.  
Comprobarlo con la visita a usuarios del lugar.
- o) Los señalamientos y letreros del derecho de vía de los ductos del sistema de distribución de gas.
- p) Verificar que las estaciones de medición y regulación y estaciones de entrega de gas al sistema se encuentran debidamente protegidos del exterior, con letreros

y señalamientos de advertencia, el equipo de seguridad requerido y la ubicación

apropiada de extintores y el control de acceso a dichas instalaciones.  
q) La UV debe corroborar la difusión y correcta implantación del Plan Integral de

Seguridad y Protección Civil.

r) Verificar que las pruebas se realicen de acuerdo con las condiciones especificadas en el procedimiento respectivo. Los resultados obtenidos serán

documentados y firmados por el representante de la UV, el contratista y el inspector de campo del distribuidor.

6. Odorización del gas natural

La UV debe realizar la revisión de información documental y la verificación en campo

de los aspectos siguientes:

A. Características y concentración del odorizante

B. Equipo y control de odorización

C. Seguridad

6.1 Revisión de información documental

La UV debe verificar que el sistema de odorización cuenta con documentación

completa que asegure que su diseño, construcción, operación y mantenimiento

cumplen con los requisitos de la NOM. Asimismo, la UV debe verificar que las

características del odorizante y su dosificación en el flujo de gas son adecuadas

para cumplir con los requisitos de la NOM. Para llevarla a cabo la UV debe revisar, al

menos, los documentos siguientes:

a) Registro de la calidad de los odorizantes inyectados al sistema que demuestren

que dichos odorizantes cumplen con los requisitos especificados en el inciso 3

del Apéndice I de esta NOM.

b) Planos descriptivos y diagrama de flujo del sistema de distribución de gas

donde se indiquen la ubicación de los puntos de inyección de odorizante y la

dosificación de odorizante en cada uno de ellos.

c) Registro que demuestre que los equipos de odorización utilizados en el sistema

de distribución cumplen con los requisitos estipulados en el inciso 5 del

Apéndice I de esta NOM.

d) Procedimientos de operación de los equipos de odorización del sistema de

distribución.

e) Registros del control de proceso de odorización por consumo de odorizante o

por análisis del contenido de odorizante en el gas natural.

f) Procedimientos de monitoreo del gas odorizado en el sistema de acuerdo con el

inciso 6 del Apéndice I de esta NOM y registro de los resultados que demuestren que el gas odorizado cumple con los requisitos estipulados en el

inciso 4 del Apéndice I de esta NOM, en todos los puntos del sistema de distribución.

g) Procedimientos que indiquen las causas posibles de deficiencias de odorización

del gas y acciones que se deben aplicar para corregirlas. Registro de los resultados obtenidos de su aplicación.

#### A. Características y concentración del odorizante

6.1.1 La UV debe comprobar que las características y concentración del odorizante en el sistema de distribución cumplen con la NOM, para lo cual debe verificar que dichas características y concentración cumplen, por lo menos, con las especificaciones indicadas en la Parte 1.- Normas de referencia de la Tabla A. Esta contiene el resumen de los requisitos que deben verificarse para la evaluación de la conformidad con la NOM-003-SECRE-2002. En la Parte 2.- Documentos de consulta de la misma tabla A están indicados documentos de reconocida validez y amplia aplicación en la industria del gas natural, que la UV puede consultar para tener un conocimiento más amplio del tema.

Tabla A.- Resumen de requisitos mínimos para la evaluación de la conformidad del odorizante del gas natural

Parte 1.- Normas de referencia

Parte 2.- Documentos de consulta

Características del odorizante

NOM-003-SECRE-2002,

Apéndice I

CFR 49 DOT

192- 2000

ASME B

31.8-99

Otros documentos

Requisitos del

odorizante

Inciso 3

192.625

871

SEDIGAS RS-T-01,

inciso 3.1

Concentración del

odorizante

Inciso 4

192.625

871

SEDIGAS RS-T-01,

inciso 2.3

Determinación de

mercaptanos

ASTM D 1988

NOTA.- La Parte 2.- Documentos de referencia de la tabla anterior, no es de

aplicación obligatoria ni es obligatorio el cumplimiento de sus especificaciones.

#### B. Equipo y control de odorización

6.1.2 La UV debe verificar que el equipo de odorización cumple con los requisitos



del inciso 5 del Apéndice I de esta NOM. Para esto la UV debe revisar las especificaciones del equipo entregadas por el fabricante y los registros de cumplimiento con las normas aplicables. Como constancia la UV debe registrar los datos siguientes

Especificaciones del equipo de odorización

Especificación

Máximo

Mínimo

Flujo de gas a odorizar

Rango de flujo del equipo

Precisión del equipo

Asimismo, la UV debe especificar la clase del equipo de odorización de acuerdo con

la clasificación siguiente:

a) Sistemas de vaporización:

i) por efecto mecha

ii) por saturación de caudal parcial.

b) Sistemas de inyección líquida:

i) Por goteo

ii) Por bomba dosificadora.

C. Seguridad

6.1.3 La UV debe verificar que en el manual de procedimientos del sistema de distribución de gas, están considerados los instructivos de seguridad relacionados con el sistema de odorización de acuerdo con los requisitos del inciso 7 del Apéndice I de esta NOM.

6.1.3.1 La UV debe comprobar en los certificados o registros, en su caso, que las herramientas para trabajar en los equipos de odorización, son a prueba de chispa, para verificar el cumplimiento del inciso 7.1 a) del Apéndice I de la NOM.

6.1.3.2 La UV debe corroborar que los equipos de odorización y los componentes utilizados en los sistemas de odorización cumplan con los requisitos del inciso 7.1 b) del Apéndice I de la NOM.

6.1.3.3 La UV debe comprobar en los certificados o registros, en su caso, que los equipos de seguridad personal cumplen con los requisitos establecidos en el inciso 7.4 del Apéndice I de la NOM.

6.2 Verificación en campo

La UV debe comprobar que las especificaciones y criterios establecidos en los

documentos examinados de conformidad con el inciso 6.1 Revisión de la información

documental de este PEC, se aplican en el diseño, construcción, operación y

mantenimiento del sistema de odorización, para lo cual, una vez que termine la

revisión documental, la UV debe identificar el estado que guardan las instalaciones del

sistema con el fin de efectuar las inspecciones que se indican a continuación.

6.2.1 La UV debe verificar que el sistema cumple con los requisitos del

inciso 4 del

Apéndice I de esta NOM, especialmente en los puntos más alejados de los puntos de inyección de odorizante.

7. Control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas

La UV debe realizar la revisión de información documental y la verificación en campo

del sistema de control de la corrosión externa de los aspectos siguientes:

A. Diseño

B. Materiales y equipos

C. Construcción y pruebas

D. Operación y mantenimiento

E. Seguridad

7.1 Revisión de información documental

La UV debe verificar que el sistema de control de la corrosión externa cuenta con

documentación completa que asegure que su diseño y construcción, materiales y

equipo, así como su operación, mantenimiento y seguridad cumplen con los requisitos

de la NOM. Para tales efectos, la UV debe recabar y revisar la información siguiente:

a) Título de permiso y sus anexos;

b) La información del sistema según se especifica en los incisos 3.12.1 y 3.12.2

del Apéndice II de esta NOM

c) Los registros para el control de la corrosión de acuerdo con los incisos 3.13 y

3.13.1 a 3.13.4 del Apéndice II de esta NOM.

A. Diseño

7.1.1 Para las tuberías nuevas la UV debe verificar que el dictamen a que se

refieren los incisos 3.2.1 y 3.2.2 del Apéndice II de esta NOM esté avalado por un

técnico especialista reconocido, y que dicho dictamen esté basado sobre estudios

detallados del medio que rodea a la tubería, realizados por un técnico especializado, en

los cuales, se debe considerar al menos los aspectos siguientes:

a) Determinación de la naturaleza del suelo. La UV debe verificar que el estudio

comprenda la determinación de la resistividad del suelo conforme con el inciso

3.8.2 del Apéndice II de esta NOM. El PH y la composición del suelo son, asimismo, propiedades importantes para definir su naturaleza.

b) Riesgos específicos de la zona.- La UV debe verificar que el estudio considere

los cambios posibles de las condiciones del suelo a consecuencia de la irrigación, derrames de sustancias corrosivas, contaminación y cambios del

contenido de humedad en el suelo derivados de las diferentes estaciones en el

año y condiciones meteorológicas tales como lluvias intensas y tormentas eléctricas.

c) Experiencia.- La UV debe verificar si el estudio estima la corrosividad probable

haciendo referencia a la experiencia real de corrosión en estructuras metálicas

similares, así como a la historia de tuberías similares en la que son de gran utilidad los histogramas tiempo-frecuencia acumulada de ocurrencia de fugas por corrosión.

d) Agentes externos.- La UV debe verificar que el estudio considera la proximidad de agentes externos con el fin de disponer de las protecciones adecuadas para minimizar sus efectos posibles sobre el sistema de tuberías, entre ellas, sin ser limitativo, están las corrientes parásitas derivadas de vías férreas electrificadas, líneas de transmisión y subestaciones eléctricas, protecciones catódicas ajenas, aterrizamientos de motores, controles y sistemas eléctricos, etc.

7.1.1.1 Diseño del sistema.- En caso de que sea necesario instalar un sistema de control de la corrosión externa, la UV debe verificar que su diseño esté avalado por un técnico especialista. La verificación del sistema comprende los recubrimientos y la protección catódica de la tubería, los cuales deben ser inspeccionados y probados como se indica a continuación.

7.1.1.2 Protección catódica.- La UV debe identificar los diferentes tipos de protección catódica en el sistema y verificar que su diseño cumpla con lo establecido por el inciso 3.3 del Apéndice II de esta NOM. Para llevar a cabo la verificación la UV debe separar los tramos de tubería por tipo de protección, los cuales se deben registrar en el formato siguiente:

Tubería con protección catódica ;  
Tipo de protección  
Diámetro, mm  
Longitud, m  
Superficie, m2  
Anodos galvánicos  
Corriente impresa  
Total

7.1.1.3 La UV debe verificar que la continuidad eléctrica esté asegurada en las uniones no soldadas de la tubería.

7.1.1.4 La UV debe verificar la ubicación y especificaciones de los aislamientos eléctricos que separan los tramos.

7.1.1.5 La UV debe verificar la ubicación y especificaciones de los puentes eléctricos con otras tuberías y estructuras de acero.

7.1.1.6 Protección por ánodos galvánicos o de sacrificio.- La UV debe verificar el procedimiento aplicado para diseñar el sistema de protección catódica y que los ánodos galvánicos cumplen con los requisitos del inciso 3.3.1 del Apéndice II de esta NOM. La UV debe registrar sus especificaciones en el formato siguiente:  
Especificaciones de las camas de ánodos galvánicos

Ubicación de la cama de ánodos

Característica

Especificación

Cantidad de los ánodos

Tipo

Peso

Profundidad

Relleno

7.1.1.7 Protección por corriente impresa.- La UV debe verificar que las fuentes de

corriente impresa cumplen con los requisitos del inciso 3.3.2 del

Apéndice II de esta

NOM y sus especificaciones se deben registrar en el formato siguiente:

Especificaciones de las fuentes de corriente impresa

Ubicación

Descripción

Característica

Especificación

Tipo de regulación

Automática o manual

Configuración

Modular o unidad

Alimentación

Monofásico o trifásico

Tensión de alimentación

Especificaciones de las camas de ánodos inertes

Ubicación de la cama de ánodos

Característica

Especificación

Cantidad de los ánodos

Tipo

Peso

Profundidad

Relleno

7.1.1.8 Estaciones de prueba de control de la corrosión.- La UV debe verificar que

el sistema cumple con los requisitos del inciso 3.9.1 del Apéndice II de esta NOM.

7.1.1.9 La UV debe comprobar que las especificaciones de diseño del sistema de

control de la corrosión externa cumplen con la NOM, para lo cual debe verificar que

dichas especificaciones cumplen, por lo menos, con los requisitos indicados en la Parte

1.- Normas de referencia de la tabla A. Esta contiene el resumen de los requisitos que

deben verificarse para la evaluación de la conformidad con la NOM-003-SECRE-2002.

En la Parte 2.- Documentos de consulta de la misma tabla A están indicados

documentos de reconocida validez y amplia aplicación en la industria del gas natural,

que la UV puede consultar para tener un conocimiento más amplio del tema.

Tabla A.- Resumen de requisitos mínimos de diseño para la evaluación de la conformidad del sistema de control de la corrosión externa

Parte 1.- Normas de referencia

Parte 2.- Documentos de consulta

Característica

del sistema

NOM-003-  
SECRE-2002;  
Apéndice II  
NACE RP  
0169-1996  
CFR 49 DOT  
192-2000  
ASME B 31.8-  
99  
Requisitos  
generales  
3  
Sección 3  
192.451;  
192.453  
861; 862.111  
Recubrimientos  
3.1  
Secciones 4 y  
5  
192.461  
862.112  
Tuberías nuevas  
3.2.1  
Secciones 6 y  
7  
192.455  
862.1  
Tuberías  
existentes  
3.2.2  
Secciones 6 y  
7  
192.455;  
192.457  
862.2  
Anodos de  
sacrificio  
3.3.1  
7.4.1  
192.463  
862.113  
Corriente  
impresa  
3.3.2  
7.4.2  
192.463  
862.113  
Puentes  
eléctricos  
3.2.3  
Separación entre  
tuberías  
3.9.3  
4.3.10 y  
4.3.11  
862.117;  
862.218  
Aislamiento  
eléctrico  
3.4; 3.4.1

4.3  
192.467  
862.114  
Estaciones para  
medición de  
potencial  
3.9.1  
4.5  
192.469;  
192.471  
862.115  
Protección contra  
interferencias  
3.9.2  
Sección 9  
192.473  
862.116;  
862.215;  
862.224

NOTA.- La Parte 2.- Documentos de consulta de la tabla anterior no es de aplicación obligatoria ni es obligatorio el cumplimiento de sus especificaciones.

B. Materiales, componentes y equipos

7.1.2 La UV debe verificar que los materiales, componentes y equipos utilizados en el sistema de control de la corrosión externa, cuentan con certificados o registros, en su caso, de cumplimiento con las normas aplicables. De manera enunciativa mas no limitativa, se deben verificar los componentes siguientes:

7.1.2.1 Tubos con recubrimiento aplicado en planta.- La UV debe verificar que los tubos con recubrimiento aplicado en planta cuentan con certificados o registros, en su caso, de cumplimiento con las normas aplicables. La UV debe recabar y registrar al menos la información requerida en el formato siguiente:

Especificaciones de los recubrimientos aplicados en planta

Propiedad

Método de prueba

Requisito

Material

Resistividad

Alta

Absorción de agua

Baja

Permeabilidad al vapor de agua

Muy baja

Permeabilidad al oxígeno

Resistencia a los agentes  
atmosféricos

Buena

Adherencia al metal

Buena en un rango

amplio de temperaturas

Resistencia a los esfuerzos  
mecánicos, abrasión, impacto,  
penetración, etc.

Resistencia a la radiación  
ultravioleta

Buena  
Espesor  
Adecuado y uniforme  
Defectos  
No debe tener

7.1.2.2 Recubrimientos para aplicar en campo.- La UV debe verificar que los recubrimientos para aplicar en campo cuentan con certificados o registros, en su caso, de cumplimiento con las normas aplicables. Asimismo, la UV debe verificar que dichos recubrimientos sean compatibles con los demás recubrimientos utilizados, que exista un método especificado por el proveedor para su aplicación, y que las características de calidad del recubrimiento una vez aplicado, estén garantizadas por la norma aplicable. Los recubrimientos pueden ser aplicados en campo como líquidos o semilíquidos, o como cintas, manguitos cerrados o abiertos. Asimismo, se deben identificar los que son para capa primaria, para capas intermedias y para capas de acabado.

a) La UV debe verificar que esté especificado el procedimiento para la preparación de las superficies desnudas e intermedias para la aplicación de recubrimientos para capa primaria.

b) La UV debe especificar la marca comercial registrada y las normas aplicadas para los certificados o registros, en su caso, de los recubrimientos utilizados para aplicar en campo, en el formato siguiente:

Registro de los recubrimientos para aplicar en campo

Recubrimiento

Marca registrada

Certificado o registro de las normas que cumple

Capa primaria

Capas intermedias

Capas de acabado

Cintas

Manguitos cerrados

Manguitos abiertos

c) La UV debe registrar las especificaciones garantizadas por el certificado o

registro, en su caso, de los recubrimientos utilizados para aplicar en campo de

acuerdo con el formato siguiente:

Requisitos de los recubrimientos para aplicar en campo

Propiedad

Método de prueba

Requisito

Resistividad

Alta

Compatibilidad

Muy buena

Adherencia al metal

Muy buena

Resistencia a la intemperie  
Muy buena  
Resistencia a la humedad  
Muy buena  
Resistencia a la niebla salina  
Muy buena  
Resistencia al repintado  
Muy buena  
Resistencia a la abrasión,  
impacto, penetración, etc.  
Buena en un rango  
amplio de temperaturas  
Protección catódica debida a  
aditivos a base de Aluminio,  
Magnesio y Zinc  
Buena

7.1.2.3 La UV debe comprobar que las especificaciones de los materiales, componentes y equipos utilizados en el sistema de control de la corrosión externa cumplen con la NOM, para lo cual debe verificar que dichas especificaciones cumplen, por lo menos, con los requisitos indicados en la Parte 1.- Normas de referencia de la tabla B. Esta contiene el resumen de los requisitos que deben verificarse para la evaluación de la conformidad con la NOM-003-SECRE-2002. En la Parte 2.- Documentos de consulta de la misma tabla B están indicados documentos de reconocida validez y amplia aplicación en la industria del gas natural, que la UV puede consultar para tener un conocimiento más amplio del tema.

Tabla B.- Resumen de requisitos mínimos de los materiales, componentes y equipos para la evaluación de la conformidad del sistema de control de la corrosión externa

Parte 1.- Normas de referencia  
Parte 2.- Documentos de consulta  
Materiales y

Equipos  
NOM-003-  
SECRE-2002,  
Apéndice II  
NACE RP  
0169-1996  
CFR 49 DOT  
192-2000  
ASME B  
31.8-99

Tubos recubiertos  
Sección 5  
Recubrimientos para  
aplicar en campo  
3.1

Sección 5  
192.461  
862.112

Anodos galvánicos  
Sección 7  
Fuentes de corriente  
impresa  
Sección 7  
Conexiones eléctricas



4.4

Aislantes eléctricos

3.4.1

4.3.6

NOTA.- La Parte 2.- Documentos de consulta de la tabla anterior no es de aplicación obligatoria, ni es obligatorio el cumplimiento de sus especificaciones.

C. Construcción y pruebas

7.1.3 La UV debe comprobar que los procedimientos de construcción y pruebas del

sistema de control de la corrosión externa cumplen con la NOM, para lo cual debe

verificar que dichos procedimientos cumplen, por lo menos, con los requisitos indicados

en la Parte 1.- Normas de referencia de la tabla C. Esta contiene el resumen de los

requisitos que deben verificarse para la evaluación de la conformidad con la NOM-003-

SECRE-2002. En la Parte 2.- Documentos de consulta de la misma tabla C están

indicados documentos de reconocida validez y amplia aplicación en la industria del gas

natural, que la UV puede consultar para tener un conocimiento más amplio del tema

Tabla C.- Resumen de requisitos mínimos de los procedimientos de construcción y pruebas para la evaluación de la conformidad del sistema de

control de la corrosión externa

Parte 1.- Normas de referencia

Parte 2.- Documentos de consulta

Materiales y

Equipos

NOM-003-

SECRE-2002,

Apéndice II

NACE RP

0169-1996

CFR 49

DOT

192-

2000

ASME B

31.8-99

Otros

documentos

Procedimientos

para instalación

3.1; 3.1.1 a

3.1.3

Sección 8

841.222;

841.252;

841.253;

862.112

Criterios de

protección

catódica

3.5

Sección 6

192.455;  
192.463

Y

Appendix D  
Appendix K  
Perfil de  
potenciales de  
polarización  
3.6

192.455;  
192.463

Y

Appendix D  
Appendix K  
Máximo  
potencial tubo /  
suelo

192.455;  
192.463

Y

Appendix D  
Appendix K  
Mediciones  
eléctricas  
3.8; 3.8.1;  
3.8.2; 3.8.3

192.455;  
192.463

Y

Appendix D  
Appendix K  
NACE-TM-  
0497-1997  
Funcionalidad  
del sistema y  
plazo para su  
instalación

3.9  
192.455;  
192.463

Y

Appendix D  
Appendix K  
Evaluación de  
interferencia e  
interacción con  
otros sistemas

3.9.2; 3.9.3;  
3.12.2

Sección 9  
192.473

862.114;  
862.116

Corrección de  
daños en  
recubrimientos

3.9.4  
192.487

NOTA.- La Parte 2.- Documentos de consulta de la tabla anterior no es de aplicación obligatoria ni es obligatorio el cumplimiento de sus especificaciones.

D. Operación y mantenimiento

7.1.4 Debe haber procedimientos y registros para la realización de las siguientes

actividades requeridas para el buen funcionamiento del sistema de protección catódica:

- a) Inspección, manejo, almacenamiento e instalación de ánodos galvánicos.
- b) Inspección y manejo de las fuentes de corriente impresa.
- c) Inspección, manejo, almacenamiento e instalación de ánodos inertes.
- d) Mantenimiento preventivo de las camas de ánodos galvánicos y de ánodos inertes.
- e) Pruebas de rutina para verificar el comportamiento e integrar el expediente de funcionalidad del sistema, conforme con el inciso 3.9 del Apéndice II de esta NOM.
- f) Mediciones de resistividad del suelo, potencial tubo / suelo y corrientes eléctricas conforme con los incisos 3.8 y 3.8.1 a 3.8.3 del Apéndice II de esta NOM.
- g) Verificación del funcionamiento de los electrodos de referencia conforme con el inciso 3.8.1 del Apéndice II de esta NOM.

7.1.4.1 La UV debe comprobar que los procedimientos de operación y mantenimiento del sistema de control de la corrosión externa cumplen con la NOM,

para lo cual debe verificar que dichos procedimientos cumplen, por lo menos, con los

requisitos indicados en la Parte 1.- Normas de referencia de la tabla D. Esta contiene el resumen de los requisitos que deben verificarse para la evaluación de la conformidad

con la NOM-003-SECRE-2002. En la Parte 2.- Documentos de consulta de la misma

tabla D están indicados documentos de reconocida validez y amplia aplicación en la industria del gas natural, que la UV puede consultar para tener un conocimiento más amplio del tema.

Tabla D.- Resumen de requisitos mínimos de los procedimientos de operación y mantenimiento para la evaluación de la conformidad del sistema

de control de la corrosión externa

Parte 1.- Normas de referencia

Parte 2.- Documentos de consulta

Característica del sistema

NOM-003-

SECRE-2002,

Apéndice II

NACE RP

0169-1996

CFR 49 DOT

192-2000

ASME B

31.8-99

Fuentes de energía

eléctrica

3.10.1  
Secciones 10  
y 11  
192.465  
862.116  
Camas anódicas  
3.10.2  
192.463 y  
Appendix D  
Appendix K  
Conexiones  
eléctricas  
3.10.3  
192.465  
862.115  
Aislamientos  
eléctricos  
3.10.4  
192.467  
862.114  
Potenciales tubo /  
suelo  
3.10.6  
192.463 y  
Appendix D  
Appendix K  
Recubrimientos  
3.10.5  
192.461  
862.112  
Documentación del  
sistema  
3.12.1  
192.491

Registros  
documentales  
3.13; 3.13.1 a  
3.13.4  
192.491  
867

NOTA.- La Parte 2.- Documentos de consulta de la tabla anterior no es de aplicación obligatoria ni es obligatorio el cumplimiento de sus especificaciones.

E. Seguridad

7.1.5 La UV debe comprobar que los procedimientos de seguridad del sistema de control de la corrosión externa cumplen con la NOM, para lo cual debe verificar que dichos procedimientos cumplen, por lo menos, con los requisitos indicados en la Parte

1.- Normas de referencia de la tabla E. Esta contiene el resumen de los requisitos que deben verificarse para la evaluación de la conformidad con la NOM-003-SECRE-2002.

En la Parte 2.- Documentos de consulta de la misma tabla E están indicados

documentos de reconocida validez y amplia aplicación en la industria del gas natural,

que la UV puede consultar para tener un conocimiento más amplio del tema  
Tabla E.- Resumen de requisitos mínimos de los procedimientos de

seguridad para la evaluación de la conformidad del sistema de control de la  
corrosión externa  
Parte 1.- Normas de referencia  
Parte 2.- Documentos de  
consulta  
Característica de  
seguridad  
NOM-003-  
SECRE-  
2002,  
Apéndice II  
Otras  
normas  
NACE  
RP  
0169-  
1996  
CFR 49  
DOT  
192-  
2000  
ASME B  
31.8-99  
Del personal  
3.11  
Contra descargas y  
arcos eléctricos  
3.11.1,  
3.11.4.1  
Contra acumulación de  
gases  
3.11.2  
De la instalación  
eléctrica  
3.11.3  
NOM-001-  
SEDE  
Del equipo eléctrico  
3.11.4.2  
NOM-001-  
SEDE  
Contra corto circuito  
3.11.4  
De las pruebas  
eléctricas  
3.11.4.3  
Señalización de  
instalaciones eléctricas  
3.11.5  
NOM-001-  
SEDE  
NOTA.- La Parte 2.- Documentos de consulta de la tabla anterior no es de  
aplicación obligatoria ni es obligatorio el cumplimiento de sus  
especificaciones.  
7.2 Verificación en campo  
La UV debe verificar en campo que las especificaciones y criterios  
establecidos en  
los documentos examinados en conformidad con el inciso 7.1 Revisión de  
información  
documental se aplican en la construcción, arranque, operación y

mantenimiento del sistema, para lo cual, una vez que termine la revisión documental, la UV debe identificar el estado que guardan las instalaciones del sistema con el fin de efectuar las inspecciones y pruebas que se listan a continuación:

7.2.1 La UV debe verificar que en el proceso de construcción del sistema se

cumplen las condiciones siguientes:

a) Los procedimientos del manual de instalación del sistema, deben ser aplicados

por el personal encargado de realizar la instalación del sistema.

b) El avance de obra debe ser congruente con el programa de construcción. La UV

debe informar en el dictamen el grado de avance en cada visita que realiza a

las instalaciones.

c) La UV debe verificar en los tramos de tubería principales del sistema, que las dimensiones, el aislamiento y la continuidad eléctrica cumplen con las especificaciones.

d) La UV debe comprobar que los tubos recubiertos y recubrimientos aplicados en

campo corresponden con las especificaciones del certificado de producto.

e) La UV debe verificar los procesos diferentes de aplicación de recubrimientos en

campo y sus propiedades cuando ya están aplicados.

f) La UV debe verificar que los recubrimientos hayan sido inspeccionados visualmente y revisados con un detector de fallas de aislamiento con

alta tensión antes de bajar la tubería en las zanjas.

g) La UV debe verificar la ubicación y el cumplimiento de especificaciones de las

camas anódicas; asimismo, que los ánodos galvánicos y los ánodos inertes estén cubiertos totalmente por el material de relleno y que la conexión eléctrica

con la tubería esté en buenas condiciones.

h) La UV debe verificar los resultados de las pruebas preoperativas con el fin de

confirmar que se cumplen las condiciones del diseño, y que se realizan los

ajustes operacionales del sistema.

i) La UV debe verificar los perfiles de potenciales de polarización obtenidos

conforme con el inciso 3.6 del Apéndice II de esta NOM, sobre la base de los

valores medidos de potenciales tubo / suelo, que la UV debe registrar en el

formato siguiente:

Potencial de protección

Ubicación de la estación de registro eléctrico

Tubería enterrada o sumergida en agua dulce o salada

Electrodo de referencia

Cobre / sulfato de cobre o plata / cloruro de plata

Potencial de protección

Inciso 3.5 a) o b) del Apéndice II de esta NOM

Cambios de potencial por corriente impresa

Cambio de potencial de polarización

Inciso 3.5 c) del Apéndice II de esta NOM

Potencial en el punto de impresión  
Inciso 3.7 del Apéndice II de esta NOM

j) La UV debe verificar que el control de instrumentos y equipos de medición asegure que siempre se tengan disponibles instrumentos y equipos en condiciones adecuadas para su uso.

k) La UV debe verificar que todos los instrumentos y equipos de medición tengan certificado de calibración vigente.

l) La UV debe verificar que los electrodos de referencia utilizados en las mediciones de diferencias de potencial eléctrico tengan certificado vigente de cumplimiento con las normas aplicables y que su funcionamiento es revisado periódicamente, conforme con el inciso 3.8.1 del Apéndice II de esta NOM.

m) La UV debe verificar las mediciones de las fuentes de corriente impresa conforme con el inciso 3.8.3 del Apéndice II de esta NOM, y que éstas cumplen con las especificaciones del certificado o registro del equipo bajo las condiciones siguientes:

- I. En vacío y a carga plena.
- II. Sobrecarga y corto circuito en fuentes con regulación automática.
- III. Calentamiento a carga plena.
- IV. Aislamiento eléctrico antes y después de la prueba de rigidez dieléctrica.
- V. Rigidez dieléctrica.

n) La UV debe verificar que los manuales de procedimientos de operación y mantenimiento, seguridad y aseguramiento de calidad del sistema se encuentren en el lugar de trabajo y que son conocidos y aplicados correctamente por el personal encargado de realizar en campo las actividades descritas en dichos procedimientos.

8. Monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas natural y gas LP en ductos

La UV debe realizar la revisión de información documental y la verificación en campo del programa de monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas natural y gas LP en ductos. Dicha revisión debe considerar al menos, los aspectos siguientes:

- A. Procedimientos y métodos de monitoreo y detección de fugas
- B. Clasificación y control de fugas
- C. Programas de monitoreo de fugas y registros de resultados

8.1 Revisión de información documental

La UV debe verificar que el distribuidor cuente con la documentación completa para el monitoreo, detección, clasificación y control de fugas del sistema de distribución en su totalidad. Para llevar a cabo esta verificación la UV debe revisar, al menos los

documentos siguientes:

- A. Procedimientos y métodos

8.1.1 La UV debe verificar que los procedimientos y métodos documentados por el distribuidor para realizar el monitoreo y detección de fugas sean completos y adecuados para las características del sistema de distribución. Estos procedimientos

deben considerar, entre otros, los aspectos siguientes:

a) El procedimiento de control de instrumentos indicadores de gas combustible y de instrumentos de medición debe prevenir que accidentalmente sean utilizados

instrumentos en malas condiciones y asegurar que siempre se tengan instrumentos buenos disponibles para su uso.

b) El procedimiento para la capacitación y calificación del personal para realizar el monitoreo, detección, clasificación y control de fugas y la documentación que demuestre la aptitud del personal calificado

c) El procedimiento para la autoevaluación de la aplicación del programa de monitoreo, detección, clasificación y control de fugas, así como el registro de los resultados de la aplicación de dicha autoevaluación.

d) El procedimiento para obtener la tendencia de los resultados de la autoevaluación. Esta tendencia debe mostrar una mejora continua en las condiciones de seguridad del sistema de distribución de gas.

8.1.1.1 La UV debe comprobar que los procedimientos y métodos de monitoreo y detección de fugas del sistema de gas cumplen con la NOM, para lo cual debe verificar que dichos procedimientos y métodos cumplen, por lo menos, con los requisitos

indicados en la Parte 1.- Normas de referencia de la tabla A.

Esta contiene el resumen de los requisitos que deben verificarse para la evaluación de

la conformidad con la NOM-003-SECRE-2002. En la Parte 2.- Documentos de consulta

de la misma tabla A están indicados documentos de reconocida validez y amplia

aplicación en la industria del gas natural, que la UV puede consultar para tener un

conocimiento más amplio del tema

Tabla A.- Resumen de requisitos mínimos de los procedimientos y métodos de monitoreo y detección de fugas para la evaluación de la conformidad del

sistema de distribución de gas

Parte 1.- Normas de referencia

Parte 2.- Documentos de consulta

Procedimientos y

métodos

NOM-003-SECRE-

2002, Apéndice

III

CFR 49 DOT 192-

2000

ASME B 31.8-99

Atención de reportes

de fugas

3.1



192.613 y 192.614

Olores o  
indicaciones de  
combustibles

3.1.1

192.613 y 192.614

Recursos humanos

3.2.1

Recursos materiales

3.2.2

Indicadores de gas  
combustible

3.3.1

Appendix M; M4

Mantenimiento de  
Indicadores de gas  
combustible

4.1

Appendix M; M4

Calibración de  
Indicadores de gas  
combustible

4.2

Appendix M; M4

Detección sobre la  
superficie del suelo

3.3.1.1

Appendix M; M3

Detección debajo de  
la superficie del  
suelo

3.3.1.2

Appendix M; M3

Detección por  
inspección visual de  
la vegetación

3.3.2

Appendix M; M3

Detección por caída  
de presión

3.3.3

Appendix M; M3

Detección por

burbujeo

3.3.4

Appendix M; M3

Detección por  
ultrasonido

3.3.5

Appendix M; M3

NOTA.- La Parte 2.- Documentos de consulta de la tabla anterior no es de aplicación obligatoria ni es obligatorio el cumplimiento de sus especificaciones.

B. Clasificación y control de fugas

8.1.2 La UV debe comprobar que los procedimientos para la clasificación y control

de fugas del sistema de gas cumplen con la NOM, para lo cual debe verificar que

dichos procedimientos cumplen, por lo menos, con los requisitos indicados en la Parte

1.- Normas de referencia de la tabla B. Esta contiene el resumen de los requisitos que deben verificarse para la evaluación de la conformidad con la NOM-003-SECRE-2002.

En la Parte 2.- Documentos de consulta de la misma tabla B están indicados documentos de reconocida validez y amplia aplicación en la industria del gas natural,

que la UV puede consultar para tener un conocimiento más amplio del tema  
Tabla B.- Resumen de requisitos mínimos de los procedimientos para la clasificación y control de fugas para la evaluación de la conformidad del

sistema de distribución de gas

Parte 1.- Normas de referencia

Parte 2.- Documentos de consulta

Procedimiento

NOM-003-SECRE-

2002, Apéndice

III

CFR 49 DOT 192-

2000

ASME B 31.8-99

Descripción,

ejemplos y criterios

de acción para fugas

de grado 1

5.1.1 y Tabla 2

Appendix M; M5

Descripción,

ejemplos y criterios

de acción para fugas

de grado 2

5.1.2 y Tabla 3

Appendix M; M5

Descripción,

ejemplos y criterios

de acción para fugas

de grado 3

5.1.3 y Tabla 4

Appendix M; M5

Nota.- La Parte 2.- Documentos de consulta de la tabla anterior no es de aplicación

obligatoria ni es obligatorio el cumplimiento de sus especificaciones.

C. Programas de monitoreo de fugas y registros de resultados

8.1.3 La UV debe verificar que el distribuidor cuenta con programas para realizar

monitoreos de fugas con equipos detectores de gas combustible de la atmósfera en los

registros y pozos de visita de estructuras subterráneas tales como

sistemas de gas,

electricidad, telefónico, fibra óptica, semáforos, drenaje y agua, en ranuras y fracturas

del piso de calles y banquetas, y en general en todos los lugares que propicien la

detección de fugas de gas. Todas las tuberías del sistema localizadas en:

a) Clase 3 y 4 se deben inspeccionar al menos una vez al año calendario.

El

intervalo entre dos inspecciones sucesivas no debe exceder quince meses.

b) Clase 1 y 2 el intervalo entre dos inspecciones sucesivas no debe exceder cinco

años. Si las tuberías de acero no tienen protección catódica o no se hace

monitoreo del sistema de protección catódica, el intervalo entre dos inspecciones sucesivas no debe ser mayor de tres años.

8.1.3.1 La UV debe comprobar que los programas de monitoreo de fugas y registros de resultados para el sistema de gas cumplen con la NOM, para lo cual debe

verificar que dichos procedimientos cumplen, por lo menos, con los requisitos indicados

en la Parte 1.- Normas de referencia de la tabla C. Esta contiene el resumen de los requisitos que deben verificarse para la evaluación de la conformidad con la

NOM-003-SECRE-2002. En la Parte 2.- Documentos de consulta de la misma tabla C

están indicados documentos de reconocida validez y amplia aplicación en la industria

del gas natural, que la UV puede consultar para tener un conocimiento más amplio del tema

Tabla C.- Resumen de requisitos mínimos de los programas de monitoreo de fugas y registros de resultados para la evaluación de la conformidad para

el sistema de distribución de gas

Parte 1.- Normas de referencia

Parte 2.- Documentos de consulta

Característica

NOM-003-SECRE-

2002, Apéndice

III

CFR 49 DOT 192-

2000

ASME B 31.8-99

Registro de fugas

6.1

Registro de los

monitoreos de

fugas

6.2

192.721; 192.723

Registro de las

pruebas de caída

de presión

6.2.1

Autoevaluación

6.3

Nota.- La Parte 2.- Documentos de consulta de la tabla anterior no es de aplicación

obligatoria ni es obligatorio el cumplimiento de sus especificaciones.

8.2 Verificación en campo

La UV debe verificar en campo que los procedimientos, métodos, programas y

registros establecidos en los documentos examinados en conformidad con el inciso 8.1

Revisión de información documental se aplican en el sistema de distribución, para lo

cual, una vez que termine la revisión documental, la UV debe confirmar que dichos

documentos se encuentran en el lugar de trabajo de las personas encargadas de

aplicarlos, y que dichas personas tienen los conocimientos adecuados para aplicarlos.

#### 9. Documentos de consulta

Los documentos anotados en la parte 2 de las tablas del procedimiento para la

evaluación son los siguientes:

##### 9.1 American Gas Association (AGA).

a) AGA Technical report No. 10, Steady Flow in gas pipelines fluid flow model.

##### 9.2 American Petroleum Institute (API).

a) API 1104-1999, Welding of pipelines and related facilities.

b) API 5L-2000, Specification for line pipe.

c) API RP 5L1-1996, Recommended practice for railroad transportation of line pipe.

d) API RP 5LW-1996, Recommended practice for transportation of line pipe on

barges and marine vessels.

e) API 6D-1994, Specification for pipe lines valves.

##### 9.3 American Society of Mechanical Engineers (ASME).

a) ASME B 31.8-1999, Gas transmission and distribution piping systems.

b) ASME BPV-2001, Boiler and Pressure Vessel code, section I, section VIII

division I, section VIII division 2, section IX.

c) ASME B 16.1-1998, Cast iron pipe flanges and flanged fittings.

d) ASME B 16.5-1996, Pipe flanges and flanged fittings.

e) ASME B 16.9-2001, Factory made wrought steel butt welding fittings.

f) ASME B 16.18-1984/Reaffirmed 1994, Cast copper alloy solder joint pressure fittings.

g) ASME B 16.22-1995, Wrought copper and copper alloy solder joint pressure fittings.

h) ASME B 16.25-1997, Butt welding ends.

i) ASME B 16.33-1990, Manually operated metallic gas valves for use in gas

piping systems up to 125 psig, size ½" - 2".

j) ASME B 16.34-1996, Valves flanged, threaded and welding end.

k) ASME B 16.38-1985/Reaffirmed 1994, Large metallic valves for gas distribution

(manually operated NPS 2 ½" to 12", 125 psig max.)

l) ASME B 16.40-1985/Reaffirmed 1994, Manually operated thermoplastic gas

shut-offs and valves in gas distribution systems.

##### 9.4 American Society for Testing and Materials (ASTM).

a) ASTM B 32; Standard specification for solder metal

b) ASTM A 53-1996, Standard specification for pipe, steel, black and hot dipped,

zinc coated welded and seamless.

c) ASTM A 106-1995, Standard specification for seamless carbon steel pipe for

high temperature service.

d) ASTM A 333/A 333M-1994, Standard specification for seamless and welded

steel pipe for low temperature service.

e) ASTM A 381-1993, Standard specification for metal arc welded steel pipe for

use with high pressure transmission systems.

f) ASTM A 671-1994, Standard specification for electric fusion welded steel pipe

for atmospheric and lower temperatures.

g) ASTM A 672-1994, Standard specification for electric fusion welded steel pipe

for high pressure service at moderate temperatures.

h) ASTM A 691-1993, Standard specification for carbon and alloy steel pipe,

electric fusion welded for high-pressure service at high temperatures.

i) ASTM B 813; Standard specification for liquid and paste fluxes for soldering of

copper and copper alloy tube.

j) ASTM B 828; Standard practice for making capillary joints by soldering of

copper and copper alloys tube and fittings.

k) ASTM B 837-1995, Standard specification for seamless copper tube for natural

gas and Liquefied Petroleum (LP) gas distribution systems.

l) ASTM D 1988-1991 (Reapproved 1995), Standard test method for Mercaptans

in natural gas using length-of-stain detector tubes.

m) ASTM D 2513-1999, Standard specification for thermoplastic gas pressure pipe,

tubing and fittings.

n) ASTM D 2657; Standard practice for heat fusion joining of polyolefin pipe and fittings.

o) ASTM D 3261-1997, Standard specification for butt heat fusion polyethylene

(PE) plastic fittings for polyethylene (PE) plastic pipe and tubing.

p) ASTM D 2683-1995, Standard specification for socket type polyethylene fittings

for outside diameter controlled polyethylene pipe and tubing.

q) ASTM F 905-1996, Standard practice for qualification of polyethylene saddle

fusion joints.

r) ASTM F 1055-1995, Standard specification for electrofusion type polyethylene

fittings for outside diameter controlled polyethylene pipe and tubing.

9.5 Government of the United States of America, Code of Federal Regulations

(CFR), Title 49 Department of Transportation (DOT), Chapter 1. - Research and special

programs administration Part 192.

a) CFR 49 DOT 192-2000, Transportation of natural gas by pipeline: Minimum

safety standards.

9.6 Manufacturers standardization society of the valve and fittings industry (MSS).

a) MSS SP-44-1996 (R 2001), Steel pipe flanges.

b) MSS SP-75-1998, Specification for high test wrought welding fittings.

9.7 National Association of Corrosion Engineers (NACE)

a) NACE RP 0169-1996, Standard Recommended Practice. Control of external corrosion on underground or submerged metallic piping systems.

b) b) NACE TM 0497-1997, Standard Test Method. Measurement techniques related to criteria for cathodic protection underground or submerged

metallic

piping systems.

9.8 SEDIGAS, S.A.

Recomendación SEDIGAS RS-T-01-1991, Odorización de gases combustibles.



**FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM  
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA**

# **CURSOS ABIERTOS**

**CLAVE CA-333**

**DIPLOMADO EN USO Y MANEJO DE GAS NATURAL**

**NORMATIVIDAD NACIONAL PARA EL MANEJO DEL GAS NATURAL**

**TEMA**

**NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-011-SECRE-  
2000, GAS NATURAL COMPRIMIDO PARA USO  
AUTOMOTOR**

**DEL 5 DE ABRIL AL 13 DE MAYO**

**ING. ALFREDO SÁNCHEZ FLORES  
PALACIO DE MINERÍA  
ABRIL DE 2004**

Secretaría de Energía Norma Oficial Mexicana NOM-011-SECRE-2000, Gas natural comprimido para uso automotor. Requisitos mínimos de seguridad en instalaciones vehiculares.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Comisión Reguladora de Energía.

Norma Oficial Mexicana NOM-011-SECRE-2000, Gas natural comprimido para uso automotor. requisitos mínimos de seguridad en instalaciones vehiculares.

La Secretaría de Energía, por conducto de la Comisión Reguladora de Energía, con fundamento en los artículos 38 fracción II, 40 fracciones I, XIII y XVII, 47 fracción IV y 51 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 4o., 9o., 14 fracción IV y 16 de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo; 33 fracciones I y IX de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1, 2, fracciones VI y VII, 3 fracciones XV y XXII y 4 de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía; 28 y 34 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 1o., 7o. y 70 fracción VII del Reglamento de Gas Natural; 1, 2 y 3 fracción VI inciso a), 34 y 35 del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía, y Considerando

Primero. Que con fecha 22 de octubre de 2001, el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por medio de Ductos, publicó en el Diario Oficial de la Federación, el Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-011-SECRE-2000, Gas natural comprimido para uso automotor.- Requisitos mínimos de seguridad en instalaciones vehiculares, a efecto de recibir comentario de los interesados (cancela y sustituye en la parte correspondiente a la Norma Oficial Mexicana NOM-031-SCFI-1994, Gas Natural Comprimido para uso Automotor.

Requisitos de Seguridad para Estaciones de Servicio e Instalaciones Vehiculares);

Segundo. Que transcurrido el plazo de 60 días a que se refiere el artículo 47 fracción I de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización para recibir los comentarios que se mencionan en el Considerando anterior, el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por medio de Ductos estudió los comentarios recibidos y, en su caso, modificó el Proyecto de Norma en cita;

Tercero. Que con fecha 19 de agosto de 2002, se publicaron en el Diario Oficial de la Federación las respuestas a los comentarios recibidos al Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-011-SECRE-2000, Gas natural comprimido para uso automotor.-

Requisitos mínimos de seguridad en instalaciones vehiculares (cancela y sustituye en la parte correspondiente a la Norma Oficial Mexicana NOM-031-SCFI-1994, Gas Natural Comprimido para uso Automotor. Requisitos de Seguridad para Estaciones de Servicio e Instalaciones Vehiculares), y

Cuarto. Que como resultado de lo expuesto en los Considerandos anteriores, se concluye que se ha dado cumplimiento al procedimiento que señalan los artículos 38, 44, 45, 47 y demás relativos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, por lo que se expide la siguiente Norma Oficial Mexicana NOM-011-SECRE-2000, Gas natural comprimido para uso automotor.- Requisitos mínimos de seguridad para instalaciones vehiculares, que cancela y sustituye en la parte correspondiente a la Norma Oficial Mexicana NOM-031-SCFI-1994, Gas Natural Comprimido para uso Automotor.

Requisitos de Seguridad para Estaciones de Servicio e Instalaciones Vehiculares.

Norma Oficial Mexicana NOM-011-SECRE-2002, Gas natural comprimido para uso automotor. requisitos mínimos de seguridad en instalaciones vehiculares

Índice

0. Introducción
1. Objetivo
2. Campo de aplicación
3. Referencias
4. Definiciones
5. Clasificación
6. Características de las instalaciones
7. Métodos de prueba
8. Certificado
9. Bibliografía
10. Concordancia con normas internacionales
11. Vigilancia
12. Vigencia
0. Introducción

Esta Norma Oficial Mexicana (la norma) se emite para regular la utilización de gas natural comprimido como combustible en vehículos automotores y la instalación de los sistemas de combustión para gas natural comprimido en los vehículos.

#### 1. Objetivo

Esta Norma establece los requisitos mínimos de seguridad que deben cumplir las instalaciones vehiculares para uso de gas natural comprimido.

#### 2. Campo de aplicación

Esta Norma aplica a los sistemas de gas natural comprimido en los vehículos automotores que lo utilizan como combustible.

#### 3. Referencias

La presente Norma se complementa con las normas oficiales mexicanas, o las que las sustituyan, siguientes:

NOM-001-SECRE-1997, Calidad del Gas Natural.

NOM-006-SECRE-1999, Odorización del Gas Natural.

NOM-001-SEDE-1999, Instalaciones eléctricas (utilización).

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

#### 4. Definiciones

Para efectos de la aplicación de esta Norma se establecen las definiciones siguientes:

4.1 Accesorios del cilindro: Dispositivos conectados al cilindro con propósitos de seguridad, control y operación.

4.2 Alta presión: Es la presión a la que se encuentra el GNC desde el cilindro hasta la última etapa de regulación inclusive.

4.3 Autoridad competente: La Secretaría de Energía, por conducto de la Comisión Reguladora de Energía en los términos de las atribuciones asignadas mediante el Reglamento Interior de dicha Secretaría.

4.4 Boquilla de recepción: Aditamento instalado en el vehículo cuyo uso es específico para cargar GNC.

4.5 Canal de venteo: Ducto o tubería que conduce hacia la atmósfera los desfogues de los dispositivos de relevo de presión.

4.6 Capacidad: El volumen nominal máximo que puede tener un recipiente.

4.7 Cilindro: Recipiente que se instala en el vehículo automotor para almacenar GNC.

4.8 Compartimento cerrado: Espacio interior del vehículo (cabina) y el espacio destinado para guardar equipaje.



- 4.9 Disco de ruptura: Elemento cuya función es desfogar en su totalidad el contenido de un cilindro, recipiente o sistema de GNC al excederse la presión de operación máxima permitida, que puede estar integrado a las válvulas o puede estar instalado solo.
- 4.10 Ducto eléctrico: Elemento donde se alojan los cables eléctricos.
- 4.11 Estampar o etiquetar: Adherir o marcar en un espacio específico, un símbolo u otra marca de identificación y de información.
- 4.12 Fuente de ignición: Dispositivo, objetos o equipos capaces de proveer suficiente energía térmica para encender mezclas inflamables de aire-gas.
- 4.13 Fusible térmico: Dispositivo de seguridad accionado por temperatura, que permite desfogar el gas en caso de incendio. Debe fundir cuando se alcanza una temperatura de  $100^{\circ}\text{C}\pm 10^{\circ}\text{C}$ .
- 4.14 Gas inerte: Gas no combustible, no tóxico, no corrosivo.
- 4.15 Gas natural: Mezcla de hidrocarburos compuesta primordialmente por metano.
- 4.16 Gas natural comprimido (GNC): Gas natural que ha sido sometido a un proceso de compresión.
- 4.17 Instalación vehicular: Equipo, accesorios y materiales que constituyen el sistema de almacenamiento y alimentación de gas natural al motor en un vehículo.
- 4.18 Línea de combustible: Tubería, tubo flexible, mangueras y conexiones que cumplen con las especificaciones para alimentación de GNC.
- 4.19 Material no combustible: Material que en presencia de oxígeno y de una fuente de ignición no se quema, ni se consume y tampoco libera vapores o humos.
- 4.20 Metro cúbico estándar: Un metro cúbico de gas a presión absoluta de 101.32 kPa y temperatura de 288.15 K.
- 4.21 Presión de operación: Presión de GNC de 20 MPa (200 bar) a 25 MPa (250 bar) a una temperatura de 288.15 K ( $15^{\circ}\text{C}$ ).
- 4.22 Presión de operación máxima permitida: Presión máxima a la cual puede operar el sistema desde el cilindro hasta el primer paso de regulación.
- 4.23 Presión de llenado: La presión alcanzada en los cilindros al momento de llenado debe ser de 20 MPa (200 bar) para las estaciones sin sistema de compensación de temperatura. La presión de llenado de los cilindros de los vehículos en una estación que cuente con un sistema de compensación de temperatura no debe exceder los 25 MPa (250 bar), cualquiera que sea la temperatura.
- 4.24 Prueba hidrostática: Ensayo al que se somete la instalación o sus componentes a un valor de presión predeterminado utilizando aceite o agua neutra y libre de partículas en suspensión, como elemento de prueba, de acuerdo con las especificaciones del fabricante.
- 4.25 Prueba neumática: Ensayo al que se somete la instalación o sus componentes a un valor de presión predeterminado utilizando aire, gas inerte o GNC como elemento de prueba.
- 4.26 Punto de rocío a la presión del cilindro: Temperatura a la cual el vapor de agua empieza a condensarse, referida a la presión de operación del cilindro.
- 4.27 Punto de transferencia: Punto donde se efectúa la conexión entre la boquilla de recepción del vehículo y el conector de llenado del surtidor para transferir GNC de la estación de servicio al cilindro del vehículo.
- 4.28 Regulador de presión: Dispositivo cuya función es reducir y controlar la presión del gas natural a un valor determinado a la salida, manteniéndolo dentro de límites previamente definidos.

4.29 Cilindros del vehículo: Uno o más cilindros montados en el vehículo, conectados entre sí, que trabajan a la misma presión y almacenan GNC para el motor.

4.30 Sistema de montaje: Soportes que se fijan al vehículo para sujetar los componentes de la instalación vehicular.

4.31 Temperatura de rocío: Temperatura a la cual el vapor de agua empieza a condensarse en una corriente de gas natural.

4.32 Válvula de corte: Dispositivo de cierre de paso de gas natural, puede ser manual o automática.

4.33 Válvula de relevo de presión: Dispositivo que desfoga el exceso de presión, cuando ésta sobrepasa el nivel máximo predeterminado.

4.34 Válvula supresora de flujo: Dispositivo que impide o limita el paso de GNC cuando existe una pérdida brusca de presión o un exceso de flujo.

## 5. Clasificación

Las instalaciones vehiculares se clasifican en dos tipos como sigue:

Tipo I Sistema de carburador.

Tipo II Sistema de inyección electrónica.

## 6. Características de las instalaciones

6.1 Las instalaciones vehiculares deben cumplir con los requisitos de seguridad que se establecen a continuación y todos sus componentes y materiales deben ser respaldados por las especificaciones, normas aplicables, memorias de cálculo y/o certificados de calidad expedidos por el fabricante.

6.1.1 La conexión de llenado del surtidor al vehículo no debe permitir el paso de GNC cuando el conector de llenado del surtidor de la estación de servicio no esté acoplado correctamente o se encuentre separado del punto de transferencia.

6.1.2 En todas las roscas macho se debe aplicar un material sellante que sea inerte a la acción de gas natural. Además deberá lubricar la junta y soportar la presión de trabajo de la tubería. En las roscas tipo cónico, no es necesaria la aplicación del material sellante.

6.1.3 La tubería y conexiones deben estar limpias, libres de viruta, y rebaba de corte para evitar fugas.

6.1.4 Los dobleces en el tubo flexible se deben realizar con herramienta adecuada de acuerdo con el diámetro nominal y no deben ser menores a 2 veces el diámetro del mismo (ver figura típica 1). El tubo flexible no debe presentar daños.

6.1.5 La tubería, tubo flexible, conexiones y otros componentes entre el cilindro y la primera válvula de cierre deben soportar como mínimo una prueba neumática de 1.1 veces la presión de operación sin que se presente fuga.

Estimado usuario observe este anexo gráfico en el archivo .pdf

## TIPO RIZO TIPO CLIP

Figura típica 1.- Dobleces para evitar vibración y esfuerzos en la línea de alta presión

6.1.6 Sólo se permite el uso de los siguientes componentes siempre y cuando cumplan con las especificaciones siguientes:

a) La conexión de llenado de combustible debe ser hecha de cualquier material adecuado para la presión de operación y uso de GNC.

b) Se puede utilizar tubería, tubo flexible y conexiones de cualquier material adecuado para la presión de operación después del primer paso de regulación de presión en el sistema de alimentación del combustible al motor.

6.1.7 Las juntas o conexiones deben estar localizadas en lugares accesibles para facilitar su inspección visual.

6.1.8 Las válvulas, empaques de válvulas y material de empaque deben ser adecuados para soportar el GNC a las presiones y temperaturas a las cuales estarán sujetas bajo condiciones normales de operación.

6.1.9 Las válvulas de corte deben contar con un certificado del fabricante que garantice que es capaz de soportar sin ruptura una prueba hidrostática a 1,5 veces la presión de operación máxima permitida, sin ruptura. Una vez instaladas las válvulas deben someterse a una prueba neumática a una presión de 1.1 veces la presión de operación para detectar fugas.

6.1.10 Las válvulas de relevo de presión no deben tener en su cuerpo dispositivo de alzamiento (palancas). Cuando el ajuste sea externo, debe colocarse a las válvulas un sello para prevenir su manipulación por personas no autorizadas. Si en algún momento es necesario romper el sello, la válvula debe ser retirada del servicio hasta que sea calibrada y sellada nuevamente. Cualquier ajuste debe ser hecho por el fabricante o por compañías autorizadas por el mismo fabricante, quienes deben colocar una etiqueta permanente con el ajuste de presión, capacidad de flujo y fecha en que se realizó dicho ajuste.

6.1.11 No deben ser utilizadas válvulas de cierre primario de hierro colado.

6.1.12 No deben ser instaladas válvulas cuyo vástago pueda ser retirado sin la remoción del bonete completo o el desensamblado del cuerpo.

6.1.13 El cuerpo de las válvulas debe tener un marcado o etiquetado del fabricante donde se indique la presión de operación máxima permitida.

6.1.14 Se debe instalar para cada cilindro una válvula de operación manual o automática, adecuada a las condiciones de presión de operación.

6.1.15 Se debe instalar en el cabezal de un grupo de cilindros, una válvula de corte manual o automática y ubicarla lo más cerca posible a éstos.

6.1.16 Se deben utilizar válvulas supresoras de flujo, las cuales deberán ser colocadas en cada cilindro.

6.1.17 No se debe utilizar GNC para operar cualquier equipo o dispositivo que no haya sido diseñado para servicio de GNC.

6.1.18 Las válvulas de seguridad se deben mantener en condiciones adecuadas de operación de acuerdo con las normas oficiales mexicanas que resulten aplicables o con los lineamientos de los fabricantes.

6.1.19 Los equipos, dispositivos de relevo de presión e instrumentos se deben instalar, operar y mantener en estricto apego a los manuales del fabricante.

6.1.20 En los cilindros no se debe aplicar ningún tipo de soldadura, ni realizar maquinado, ni en general, modificación alguna que no esté avalada en el diseño del fabricante.

6.1.21 El GNC debe cumplir con la NOM-001-SECRE-1997, Calidad del gas natural.

## 6.2 Instalaciones vehiculares

### 6.2.1 Sistema de carburador

En este sistema el gas natural se alimenta al motor a través de un mezclador al carburador. Los siguientes sistemas y componentes de sistemas deben ser listados o aprobados:

a) Cilindros;

b) Sistemas de montaje de cilindros al vehículo;

c) Válvulas;

d) Dispositivos de relevo de presión (discos de ruptura, fusible térmico o dispositivo equivalente);

e) Manómetros;

- f) Reguladores de presión;
- g) Mangueras y sus conexiones;
- h) Boquilla de recepción;
- i) Sistema de alimentación de combustible al motor, mezclador;
- j) Equipo eléctrico y electrónico relacionado al sistema de GNC, y
- k) Tubería y conexiones.

Excepción: Aquellos vehículos que están certificados por el fabricante de que cumplen con los Estándares de Seguridad Federales para Vehículos de Motor o la norma que aplique, de acuerdo con la normatividad internacional, ver inciso

9.11.

#### 6.2.2 Sistema de inyección electrónica

En este sistema el gas natural se alimenta al motor a través de inyectores directamente o a través de un mezclador hacia la cámara de combustión. Los siguientes sistemas y componentes de sistemas deben ser listados y aprobados:

- a) Cilindros;
- b) Sistemas de montaje de cilindros al vehículo;
- c) Válvulas;
- d) Dispositivos de relevo de presión (discos de ruptura, fusible térmico o dispositivo equivalente);
- e) Manómetros;
- f) Reguladores de presión;
- g) Mangueras y sus conexiones;
- h) Boquilla de recepción;
- i) Sistema de alimentación de combustible al motor, mezclador;
- j) Equipo eléctrico y electrónico relacionado al sistema de GNC, y
- k) Tubería y conexiones.

Excepción: Aquellos vehículos que están certificados por el fabricante de que cumplen con los Estándares de Seguridad Federales para Vehículos de Motor o la Norma que aplique, ver inciso 9.11.

#### 6.3 Requisitos de Seguridad.

6.3.1 Los cilindros deben estar certificados por el fabricante de conformidad con las normas especificadas en la bibliografía de esta Norma, ver incisos 9.8 y 9.11.

6.3.2 Los componentes instalados dentro del compartimento del motor deben estar diseñados y fabricados para uso de GNC y para trabajar dentro de un rango de temperaturas de 253 K hasta 355 K (-20°C hasta 82°C) e instalados lo más alejados de las partes calientes del motor y sistemas de ignición.

6.3.3 Entre la(s) válvulas de el (los) cilindro(s) del vehículo y el primer paso de regulación de presión, sólo se permite un empate por cilindro añadido, para uso de gas natural comprimido, de acuerdo con la especificación del fabricante para las presiones que se establecen en esta Norma.

6.3.4 Los cilindros de GNC pueden ser instalados en los vehículos de acuerdo con lo siguiente:

- a) En compartimiento cerrado, debiendo sellar las conexiones y conectar un venteo hacia el exterior, y
- b) En vehículos de carga o transporte de pasajeros: en la caja, en los costados a los lados del chasis, entre los largueros del chasis y en la parte superior del vehículo (techo), de acuerdo con las distancias especificadas por el fabricante.

Los cilindros recubiertos con fibras sintéticas deben estar protegidos contra la luz ultravioleta.

6.3.5 Cada cilindro debe ser montado en el vehículo en una localización que minimice los daños por colisión. Ninguna parte del cilindro o sus accesorios deben sobresalir de los lados del vehículo.

6.3.6 Cuando los cilindros se instalen en la parte inferior de los vehículos, se debe cuidar que cuando éste se encuentre cargado con la máxima carga establecida por el fabricante (Peso Bruto Vehicular), la distancia mínima que exista entre el suelo y la parte más baja del sistema de montaje, nunca sea menor de 255 mm. (Ver figura típica 2).

Estimado usuario observe este anexo gráfico en el archivo .pdf

Figura típica 2.- Método para determinar el nivel más bajo permisible del cilindro de GNC

6.3.7 Cuando los cilindros se instalen en la parte inferior del vehículo y éstos sean recubiertos de fibra sintética, deben estar protegidos con un escudo que los proteja contra daños que puedan causar objetos lanzados durante la marcha del vehículo.

Entre el cilindro y el escudo debe existir una separación mínima de 10 mm; además, el escudo debe contar con perforaciones para drenar (ver figura típica 3).

6.3.8 Cuando los cilindros se instalen en la parte inferior de los vehículos, no deben de estar localizados enfrente del eje delantero o más atrás del punto donde se acoplan los soportes de la defensa trasera al chasis. Cada válvula del cilindro debe estar protegida contra daño físico usando un escudo (ver figura típica 3).

Estimado usuario observe este anexo gráfico en el archivo .pdf

Figura típica 3.- Escudo protector de cilindros

6.3.9 Cada soporte metálico de cilindro (ver figura típica 4), debe estar asegurado a la carrocería, cama de carga o al chasis utilizando abrazaderas, placas, contraplacas y tuercas autosellantes de tal manera que sea capaz de resistir una fuerza estática de ocho veces el peso del cilindro completamente presurizado en las seis direcciones principales, tal como se muestra en la figura típica 5. Para fijar el sistema de montaje de los cilindros al vehículo, se deben cumplir las restricciones del fabricante del vehículo.

Estimado usuario observe este anexo gráfico en el archivo .pdf

Figura típica 4.- Soporte metálico de cilindro

6.3.10 Cada cilindro de GNC debe estar asegurado a sus soportes de tal manera que sea capaz de resistir una fuerza estática de ocho veces el peso del cilindro presurizado en las seis direcciones principales, tal como se muestra en la figura típica 5, con un desplazamiento máximo de 13 mm. Los cilindros nunca deben ser soportados por válvulas, cabezales u otras conexiones del sistema de combustible.

Estimado usuario observe este anexo gráfico en el archivo .pdf

Figura típica 5.- Direcciones principales

6.3.11 Los cilindros de GNC localizados a menos de 200 mm del sistema de escape deben estar protegidos contra calor directo por medio de una mampara de un material que lo aisle del calor radiado por el sistema de escape.

6.3.12 Las abrazaderas y sus soportes no deben estar en contacto directo con el cilindro, con este fin, debe instalarse un aislante de hule que no retenga el agua entre el cilindro y sus soportes. Las abrazaderas deben tener un acabado de acuerdo con el inciso 6.3.13 de esta Norma y utilizarse tuercas y tornillos con un grado mínimo de 8W.

6.3.13 Todas las superficies en acero al carbono deben estar protegidas contra la corrosión.

6.3.14 Cuando un cilindro esté localizado en un compartimento cerrado del vehículo, como se muestra en la (figura típica 6) en el cual se pueda acumular gas natural, el cilindro debe ser instalado de tal forma que:

- 2) La descarga del dispositivo de relevo de presión referido en el inciso 1 cumpla con los requisitos siguientes:

- 1) El dispositivo de relevo de presión para protección del cilindro quede instalado en el mismo compartimento del vehículo donde está el cilindro.

- 2) La descarga del dispositivo de relevo de presión referido en el inciso 1 cumpla con los requisitos siguientes:

- a) Ventee al exterior a través de un tubo flexible cuyo diámetro no sea menor que el diámetro nominal de salida del dispositivo de relevo de presión; este tubo se debe asegurar a intervalos de 300 mm cuando el tubo exceda 600 mm de longitud y siempre soportarse al final, y

- b) Esté localizada de tal manera que la salida de venteo no sea afectada por desechos lanzados hacia arriba durante la marcha, tales como nieve, hielo, lodo, tierra, etc.

Estimado usuario observe este anexo gráfico en el archivo .pdf

Figura típica 6.- Cilindro instalado en compartimento cerrado

6.3.15 La distancia mínima entre los cilindros y la parte lateral exterior de la carrocería debe ser por lo menos de 100 mm.

6.3.16 Por ningún motivo se debe aplicar ningún tipo de soldadura en los cilindros.

6.3.17 Los canales de venteo deben ser contruidos de tubo flexible con conexiones roscadas tipo alto sello.

6.3.18 Los canales de venteo no deben descargar hacia el compartimiento del motor, al sistema de escape o hacia el interior de las cavidades de las ruedas.

6.3.19 Cilindros implicados en un accidente:

- a) Los cilindros que han estado sujetos a un accidente vehicular se deben inspeccionar de acuerdo con el criterio establecido por el fabricante antes de que el cilindro se vuelva a poner en servicio, y

- b) Los cilindros que han sido sujetos a fuego directo o a un incendio se deben retirar del servicio y destruirse.

6.3.20 Los cilindros deben estar colocados de tal manera que la etiqueta de identificación sea completamente visible (ver figura típica 6).

6.3.21 Las conexiones de los cilindros de GNC ubicados dentro del compartimento cerrado deben estar encerradas en una cubierta a prueba de fugas u otro dispositivo alternativo igualmente a prueba de fugas que encierre y ventee el gas directamente al exterior del vehículo (ver figura típica 7).

Estimado usuario observe este anexo gráfico en el archivo .pdf

Figura típica 7.- Cubierta a prueba de fugas en compartimento cerrado

6.3.22 Los cabezales que conectan a los cilindros ubicados en un compartimento cerrado deben quedar instalados en una localización protegida o cubiertos para prevenir daños causados por objetos que puedan desplazarse durante la marcha del vehículo.

6.3.23 Los tubos flexibles y las conexiones deben estar limpias de viruta y rebaba de corte o roscado.

6.3.24 Para evitar la abrasión, las líneas de suministro que pasen a través de un panel o pared, deben estar protegidas por anillos protectores o dispositivos similares

(Ver figura típica 8).

Estimado usuario observe este anexo gráfico en el archivo .pdf

Figura típica 8.- Anillo protector de neopreno

6.3.25 Las líneas de combustible de los cilindros al compartimento del motor deben ser abrazadas y soportadas para minimizar la vibración y protegerlas contra daño o ruptura ocasionadas por esfuerzo o desgaste. Las abrazaderas deben ser metálicas y recubiertas con un material aislante para que no tengan contacto directo con la línea y se deben fijar firmemente cuando menos cada 610 mm (ver figura típica 9).

Estimado usuario observe este anexo gráfico en el archivo .pdf

Figura típica 9.- Sujetador para línea de suministro

6.3.26 La tubería de alta presión deberá tener una presión de ruptura mayor o igual a 100 Mpa (1000 bar).

6.3.27 Los dobleces en el tubo flexible deben realizarse con herramienta adecuada (doblador de tubo), de acuerdo con el diámetro nominal y no deben ser menores a 2 veces el diámetro del mismo (ver figura típica 1).

6.3.28 Las conexiones deben estar localizadas en lugares accesibles para facilitar su inspección visual.

6.3.29 Cada cilindro debe estar equipado con una válvula de salida del cilindro, cuya operación sea manual o automática directamente roscada a éste, adecuada para el uso de GNC y para la presión de operación del cilindro (ver figura típica 10).

Estimado usuario observe este anexo gráfico en el archivo .pdf

Figura típica 10.- Válvula de salida de cilindro

6.3.30 Se debe instalar una válvula de corte manual o automática en un lugar accesible que permita aislar el (los) cilindro(s) del resto del sistema de combustible. La válvula de corte no debe girar más de 90° de la posición abierta a cerrada. Cuando se trate de vehículos escolares y transporte público, dichas válvulas, cuando sean manuales, se deben instalar en el exterior y tan cerca como sea posible a la entrada delantera, para que el conductor del vehículo pueda tener acceso inmediato en caso de emergencia (ver figura típica 11).

Estimado usuario observe este anexo gráfico en el archivo .pdf

Figura típica 11.- Válvula de corte

6.3.31 La válvula debe ser montada firmemente e instalada en un lugar protegido para minimizar el daño por vibración u objetos mal asegurados, a excepción de las válvulas que están diseñadas para utilizarse en un compartimento cerrado y que cuentan con un sistema integrado de venteo (ver figura típica 12).

Estimado usuario observe este anexo gráfico en el archivo .pdf

Figura típica 12.- Soporte para la válvula de corte

6.3.32 Se debe instalar una válvula en el sistema que automáticamente impida el flujo de GNC al motor, cuando el motor no esté operando, aun cuando el interruptor de ignición se encuentre en la posición de encendido.

6.3.33 El sistema de llenado de combustible debe estar equipado con una válvula de retención localizada lo más cercano posible al punto de transferencia y que evite el retorno de GNC desde el (los) cilindro(s) a éste.

6.3.34 Los cilindros no deben ser llenados a una presión mayor que la de operación, medida a la temperatura especificada por el fabricante .

6.3.35 La presión de operación se debe especificar en la etiqueta o en el grabado del cilindro, según el tipo de cilindro (compuesto o metálico).

6.3.36 En caso de instalarse un indicador de contenido de gas almacenado en el (los) cilindro(s), se debe instalar dentro del compartimento del conductor del vehículo,

en un lugar que sea visible y legible desde el asiento del conductor y no debe trabajar directamente con el flujo del gas.

6.3.37 El manómetro instalado cerca de la boquilla de recepción y posterior a la válvula de retención debe estar equipado con un orificio limitador de flujo. En caso de que la carátula del manómetro sea de cristal, éste debe ser inastillable y tener un dispositivo de relevo de presión en el cuerpo del manómetro. Los vehículos diseñados de fábrica o convertidos al uso de GNC pueden carecer de este manómetro. El vehículo debe tener instalado un indicador de contenido o manómetro o ambos.

6.3.38 Los manómetros se deben montar firmemente e instalarse en un lugar protegido para prevenir daños por vibración u objetos mal asegurados.

6.3.39 Para reducir la presión del gas a la presión requerida por el mezclador de aire-combustible que alimenta el motor del vehículo se debe instalar uno o varios reguladores de alta presión.

6.3.40 La entrada del regulador de presión y cada cámara de éste deben estar diseñadas para soportar la presión de operación con un factor de seguridad de 2,5 veces.

6.3.41 Las cámaras de baja presión de los reguladores deben estar provistas de un dispositivo de relevo o bloqueo de presión, o deben ser capaces de resistir la presión de operación de la cámara de presión mayor.

6.3.42 Los reguladores deben ser instalados de tal forma que no estén soportados por las líneas de gas conectadas a éstos.

6.3.43 La conexión de llenado del surtidor o poste y la boquilla de recepción debe cumplir con las normas correspondientes, de acuerdo con la bibliografía.

6.3.44 La boquilla de recepción de los vehículos debe cumplir con los requisitos siguientes:

a) La boquilla de recepción debe ser compatible con el conector de llenado del surtidor. los cuales deben estar firmemente conectados al momento del llenado y no deben permitir la salida del gas cuando no estén acoplados correctamente o se separen, y

b) Mantener la hermeticidad de la conexión a la presión de operación máxima permitida, y

c) La boquilla de recepción debe estar diseñada para operar a presiones de suministro de combustible de 20 MPa (200 bar) o 25 MPa (250 bar). Las boquillas de recepción deben estar diseñadas para acoplarse con la conexión de llenado, de acuerdo con la presión de llenado de la estación.

6.3.45 El soporte de la boquilla de recepción de los vehículos debe estar firmemente montado.

(ver figura típica 13).

Estimado usuario observe este anexo gráfico en el archivo .pdf

Figura típica 13.- Soporte de la boquilla de recepción

6.3.46 El cableado debe estar asegurado, protegido de la abrasión y canalizado por medio de un material aislante.

6.3.47 El sistema eléctrico debe ser diseñado y protegido con fusibles de acuerdo con la magnitud de las corrientes manejadas.

6.3.48 Los motores de los vehículos deben estar apagados cuando se les transfiera GNC. De igual forma, el motor de una plataforma debe estar apagado cuando ésta transfiera GNC a un almacenamiento.

6.3.49 Durante la transferencia de GNC hacia o desde la plataforma debe ser aplicado el freno de mano o freno de emergencia del vehículo. De igual forma, se deben instalar cuñas de bloqueo en las ruedas para prevenir el movimiento de la plataforma.

6.3.50 El sistema completo no debe presentar fugas, ni deterioros o daños visibles.



6.3.51 Cuando un cilindro de GNC es retirado de un vehículo para ser instalado en otro vehículo debe ser inspeccionado y probado nuevamente de acuerdo con los procedimientos de inspección o recalificación de la norma bajo la cual fue fabricado originalmente.

6.3.52 Se prohíbe cargar un cilindro a una presión mayor a 130% de su presión de operación.

6.3.53 Cuando el cilindro ha estado sujeto a una presión que lleve la tensión del material por arriba de su límite elástico, conforme a las especificaciones del fabricante, dicho cilindro se debe retirar del servicio y ser destruido.

6.3.54 Cuando el vehículo ha estado sujeto a una colisión (accidente) se deben revisar todos los componentes del sistema de combustible de GNC para determinar los daños, retirar lo dañado y sustituirlo por material nuevo. Una vez hecho esto, el sistema en su totalidad debe ser probado de acuerdo con el inciso 7.1 de esta Norma.

6.3.55 Se deben mantener en condiciones seguras los cilindros, accesorios del cilindro, sistemas de tubería, sistemas de ventilación y otros componentes. Se debe verificar la vigencia de los certificados de los componentes del sistema.

6.3.56 Se debe dar mantenimiento a los componentes de alivio de presión en los cilindros, observando lo siguiente:

a) Asegurarse que no existan causas que interfieran su funcionamiento, tales como pintura o polvo que obturen los componentes de alivio de presión;

b) Sólo se le permitirá al personal calificado dar servicio a los componentes de alivio de presión;

c) Sólo se usarán ensambles o partes originales de fábrica o aprobadas por autoridad competente, para la reparación de componentes de alivio de presión, y

d) Ningún aparato de alivio de presión que haya sido usado anteriormente debe ser instalado en otro cilindro de combustible.

6.3.57 Se deben realizar las siguientes actividades durante el mantenimiento del vehículo:

a) Cerrar la válvula de entrada de combustible que se encuentra más cercana al motor, a menos que se requiera de la operación del motor;

b) Prohibir fuego abierto, equipo para soldar y equipo para esmerilar cerca de los cilindros y líneas de combustible de alta presión;

c) Evitar daños en los cilindros, incluyendo acciones tales como tirar, arrastrar o rodar los cilindros;

d) Prevenir la exposición a químicos corrosivos, tales como ácido de batería o solventes para limpiar metal en los cilindros recubiertos con algún compuesto;

e) Almacenar los cilindros de manera que no sufran ningún deterioro;

f) Usar componentes recomendados por el fabricante del cilindro cuando se reinstale éste a su configuración original;

g) Evitar maniobras con equipo que pueda causar daño a los cilindros, tales como las grúas y gatos hidráulicos, y

h) Prohibir que el personal camine sobre cilindros instalados en la parte superior del vehículo.

6.3.58 Desfogue del GNC de cilindros vehiculares. El venteo o despresurización de un cilindro de gas natural comprimido debe ser efectuado por personal entrenado siguiendo los procedimientos escritos. El gas que se va a sacar del cilindro debe ser desechado a un sistema cerrado de transferencia o venteado por un método aprobado de venteo atmosférico;

6.3.59 El personal que efectúa la despresurización del cilindro debe:

- a) Conectar a tierra para eliminar la electricidad estática del vehículo;
- b) Limitar el caudal de descarga de gas en los cilindros forrados de fibra sintética a un valor no mayor que el especificado por el fabricante de los mismos, y
- c) Asegurar los cilindros durante la despresurización para prevenir movimientos del mismo.

6.3.60 El venteo del gas, contenido en los cilindros, debe realizarse en instalaciones adecuadas. Dichas instalaciones, deben contar con un tubo que canalice la descarga del gas al exterior de la instalación. Por otra parte, el tubo debe estar libre de obstrucciones.

## 7. Métodos de prueba

### 7.1 Prueba neumática.

#### 7.1.1 Objetivo y campo de aplicación.

Este método se aplica para verificar la hermeticidad del sistema o sus componentes, mediante la aplicación de un gas inerte a presión o GNC, en las instalaciones vehiculares.

#### 7.1.2 Fundamento.

Este método de prueba se aplica para determinar que las instalaciones de alta presión de GNC no presentan fugas en las conexiones y para verificar que los elementos resisten sin deformaciones el esfuerzo producido por el gas inerte a presión o el GNC.

#### 7.1.3 Equipo y materiales.

- a) Equipo capaz de alcanzar la presión de prueba;
- b) Manómetros con escalas graduadas no mayor a 1,3 veces la presión de prueba;
- c) Registrador de presión con gráfica;
- d) Válvulas capaces de soportar la presión de prueba;
- e) Tubería, mangueras y conexiones adecuadas para conectar el sistema, y
- f) Gas inerte suficiente para poder presurizar el sistema o elemento a probar a la presión de prueba.

#### 7.1.4 Preparación y acondicionamiento de la prueba.

Se instala el equipo con manómetro, registrador con gráfica tiempo-presión, válvulas, tubería, mangueras y conexiones en forma tal que el gas inerte o GNC sea inyectado a través de todo el sistema o componente. Asimismo, se debe verificar que la última conexión al registrador debe probarse con una solución tensoactiva.

#### 7.1.5 Procedimiento.

- a) Elevar gradualmente la presión hasta alcanzar aproximadamente 50% de la presión de operación y comprobar la instalación o componente;
- b) Incrementar la presión de prueba 0,1 la presión de operación cada 10 minutos hasta alcanzar 1,1 veces la presión de operación. Aislar el sistema y mantener la presión de prueba por lo menos 5 minutos, y
- c) Mantener la presión de prueba durante un tiempo suficiente para permitir la inspección en todos los puntos y conexiones de la tubería de alta presión.

#### 7.1.6 Expresión de resultados.

Verificar que en cada uno de los puntos no existan fugas utilizando una solución tensoactiva formadora de espuma o un detector del gas inerte utilizado en la prueba, corroborando esto, mediante la gráfica del registrador de presión. En el caso de presentarse alguna fuga, ésta debe ser eliminada y se debe repetir la prueba hasta su aceptación.

#### 7.1.7 La UV debe avalar el resultado de la prueba.

### 7.2 Verificación de la distancia mínima del suelo a la parte más baja del sistema de montaje.

#### 7.2.1 Objetivo y campo de aplicación.

Este método se aplica en prototipos para verificar que la instalación de los cilindros cumpla con la distancia mínima del suelo a la parte más baja del sistema de montaje.

#### 7.2.2 Fundamento.

Se verifica que la distancia mínima del suelo al punto más bajo de la instalación de los cilindros y sus componentes de montaje, debe ser igual o mayor a 255 mm. El ángulo de rampa al punto medio de la distancia entre ejes debe ser mayor o igual a 17 grados (ver figura típica 2).

#### 7.2.3 Equipo y materiales.

a) Flexómetro;

b) Manual del usuario donde se especifica el peso bruto vehicular y la distancia entre ejes de la unidad, y

c) Material necesario para alcanzar el peso bruto vehicular.

#### 7.2.4 Preparación y acondicionamiento de la prueba.

Se debe colocar el vehículo en una superficie plana y horizontal; adicionar el material en el vehículo hasta alcanzar el peso bruto vehicular.

#### 7.2.5 Procedimiento. Se debe:

a) Medir el claro entre la parte más baja del cilindro o de sus componentes y el piso, y

b) Calcular el ángulo de rampa con la distancia entre ejes y el claro existente, tal como se indica (ver figura típica 2).

7.2.6 Expresión de resultados. Se debe comprobar que la distancia no sea menor a 255 mm y el ángulo de rampa sea mayor o igual a 17° (grados) (ver figura típica 2).

### 7.3 Prueba de fugas en instalaciones vehiculares.

#### 7.3.1 Objetivo y campo de aplicación.

Este método se aplica para verificar anualmente la hermeticidad de las instalaciones o sus componentes, mediante la aplicación de presión con GNC, e inspección exterior visual de los cilindros y sujeción, en las unidades vehiculares.

#### 7.3.2 Fundamento.

Este método de prueba se aplica para determinar si la instalación y los componentes utilizados para contener GNC, no presentan fugas en las conexiones y sistema.

#### 7.3.3 Equipo y materiales.

a) Cilindro de la unidad cargado con GNC a la presión de operación;

b) Manómetros con escalas graduadas no mayor a 1.3 veces la presión de prueba, y

c) Medio de detección de fugas (detector de mezcla explosiva o solución tensoactiva formadora de espuma).

7.3.4 Preparación y acondicionamiento de la prueba. Verificar que la o las válvula(s) del o los cilindros estén abiertas.

#### 7.3.5 Procedimiento. Se debe:

a) Presurizar el sistema hasta que éste alcance su presión de operación, y

b) Aplicar el medio de detección de fugas en todas las conexiones.

#### 7.3.6 Expresión de resultados.

Se debe verificar que en cada uno de los puntos no existan fugas.

7.3.7 La inspección exterior de los cilindros y del sistema de sujeción se realizará anualmente. Esta inspección puede ser efectuada por el taller instalador original, por un taller autorizado por la autoridad competente, por una Estación de Servicio, o bien por una unidad de verificación. En su caso, el taller, estación de servicio o unidad de verificación emitirá un certificado escrito y sellado, o calcomanía con holograma expedida por la misma. La responsabilidad de la integridad de la instalación vehicular es del usuario, sin

perjuicio de que éste haga valer sus derechos como consumidor con respecto a la prestación de los servicios de inspección.

a) Se debe inspeccionar en los cilindros de acero lo siguiente:

- I. Corrosión externa;
- II. Cortaduras, socavados, ranuras;
- III. Abolladuras o daño por impacto;
- IV. Quemaduras por arco y antorcha (soldadura);
- V. Protuberancias;
- VI. Defectos en el cuello, y
- VII. Daño por calentamiento o fuego.

b) Se debe inspeccionar en los cilindros con reforzamiento por fibras sintéticas lo siguiente:

- I. Daño en la superficie del metal expuesta;
- II. Desgaste por abrasión o cortadas;
- III. Partes faltantes de los compuestos o fibras sintéticas;
- IV. Daños por impacto;
- V. Daños estructurales, y
- VI. Daño por calentamiento, fuego o luz ultravioleta (por degradación).

c) Inspección para las abrazaderas de montaje.

- I. Corrosión;
- II. Daño mecánico;
- III. Ajuste de las abrazaderas (verificar el apretado de la misma);
- IV. Condición de la calidad en el acoplamiento al vehículo, y
- V. Condiciones de los revestimientos de la abrazadera que tienen contacto con la pared del cilindro.

7.3.8 La estación de servicio podrá realizar la inspección exterior de los componentes de conversión, tubería, conexiones, válvulas, reguladores, manómetros, sensores, módulos, etc.

Se debe inspeccionar para los componentes tubería, conexiones, válvulas, reguladores, manómetros, sensores, módulos, etc. lo siguiente:

- a) Corrosión externa;
- b) Cortaduras, socavados, ranuras;
- c) Abolladuras o daño por impacto;
- d) Protuberancias;
- e) Daño por calentamiento o fuego;
- f) Daño en la superficie del metal expuesta;
- g) Desgaste por abrasión o cortadas;
- h) Daños por impacto;
- i) Daños estructurales;
- j) Daños en empaques;
- k) Daño mecánico, y
- l) Totalidad de la condición de la abrazadera.

7.4 Las instalaciones vehiculares convertidas, deberán ser verificadas por una Unidad de Verificación. La verificación podrá efectuarse en la propia estación de servicio y el dictamen correspondiente deberá ser exhibido previo a la primera carga del gas natural comprimido.

7.5 El certificado o calcomanía que expida una estación de servicio avala el estado en que se encuentra el cilindro y el sistema de sujeción, el cual tendrá una vigencia de un año y será reconocido por todas las estaciones de servicio.

## 8. Certificado

El certificado que podrá expedir la estación de servicio debe contar como mínimo con los siguientes puntos:

- a) Presión de operación del sistema;
- b) Número de serie del vehículo;
- c) Número de certificación del sistema;
- d) Fecha de instalación;
- e) Kilometraje vehicular;
- f) Nombre del Instalador;
- g) Nombre del taller de instalación, con dirección y teléfono, y
- h) Unidad de verificación.

8.1 Cada cilindro debe tener una etiqueta protegida y visible o puede ser marcado en la tapa, de acuerdo con la norma con la que se haya fabricado, con la información siguiente:

- a) Sólo para GNC;
- b) Designación de Norma;
- c) Presión de servicio;
- d) Símbolo o distintivo del fabricante;
- e) Número de serie;
- f) Número de parte del fabricante;
- g) Mes y año de fabricación;
- h) Fecha de caducidad;
- i) Fecha de la próxima prueba; (si aplica), y
- j) Temperatura mínima del material de diseño..

8.2 Se debe colocar junto a la válvula de corte: una etiqueta de material resistente con la leyenda indeleble, indicada en la figura típica 14.

"VALVULA DE CORTE"

Figura típica 14.- Leyenda de "Válvula de corte"

## 9. Bibliografía

Para la elaboración de esta Norma se consultaron los documentos siguientes:

### 9.1 AGA (American Gas Association):

ANSI/AGA NGV 1, 1992, Requirements for compressed natural gas vehicles (NGV) refueling connection devices.

ANSI/AGA NGV 2, 1992, Basic requirements for compressed natural gas vehicle (NGV) fuel containers.

### 9.2 API (American Petroleum Institute):

API RP 2003 Protection against ignitions arising out of static, lightning and stray currents, fourth edition 1982.

### 9.3 ASME (American Society of Mechanical Engineering):

ANSI/ASME B31.3 (1980) American National Standard Code for Chemical Plant and Petroleum Refinery Piping.

### 9.4 ASTM (American Society for Testing and Materials):

ASTM A-47-1984, Specification for Malleable Iron Castings.

ASTM A-395-1986, Specification for Ferritic Ductile Iron Pressure-Retaining Castings for Use at Elevated Temperatures.

ASTM A-536-1984, Specifications for Ductile Iron Castings.  
ASTM E-136-1982, Standard Method of Test for Behavior of Materials in a Vertical Tube Furnace at 750 °C.

ASTM A-269-1982, Standard for Stainless Steel Seamless Tubing.

ASTM A-105-1982, Forging, Carbon Steel for Piping Components.

ASTM A-106-1982, Seamless Carbon Steel Pipe for High-Temperature Service.

ASTM A-372-1982, Specification for Carbon and Alloy Steel Forging for Thin-Walled Pressure Vessels.

9.5 CGA (Canadian Gas Association):

CGA S-1.1. Pressure Relief Device Standards Part 1- Cylinders for Compressed Gases (1989).

ANSI/CSA/CGA Standard V-1, Compressed Gas Cylinder Valve. Outlet and Inlet Connections (1987).

9.6 CSA (Canadian Standards Association):

CSA B51 1991, Boiler Pressure Vessel and Pressure Piping Code.

9.7 CRN (Canadian Registration Number)

9.8 DOT (Department of Transportation): 49 CFR CH.1 Research and Special Programs Administration (10-1-86). DOT-3AA. High Pressure Steel High Pressure Steel Cylinders

9.13.3 ISO 11439:2000, Gas Cylinders -High Pressure cylinders for the on-board storage of natural gas as a fuel for automotive vehicles

9.9 NFPA (National Fire Protection Association): NFPA-37 Standard for the installation and Use of Stationary Combustion Engines and Gas Turbines, 1990 Edition. NFPA -52 Compressed Natural Gas (CNG) Vehicular Fuel System 1995 Edition. NFPA -70 National Electrical Code. 1995 Edition.

9.10 CGA (Compressed Gas Association) C-6 Standards for Visual Inspection of Steel Compressed Gas Cylinders.

9.11 International Organization of Standardization. ISO-9809. Refillable Seamless Steel Gas Cylinders, Design. Construction and Testing. ISO/bis-14446.- Vehicles ISO 15501-1:2000, Road vehicles - Compressed (CNG) fuel system components - Part 1: General requirements and definitions

ISO 15501-2:2001 "Road vehicles - Compressed (CNG) fuel system - Part 2: Test methods".

9.14 D.M. 19/09/26 Recipientes per trasporto di gas compressi, liquifatti o disciolti con capacita fino a 1000 litri.

10. Concordancia con normas internacionales

Esta Norma no concuerda con ninguna norma internacional por no existir referencia en el momento de su elaboración.

11. Vigilancia

La Secretaría de Energía, por conducto de la Comisión Reguladora de Energía en los términos de las atribuciones asignadas mediante el Reglamento Interior de dicha Secretaría y demás disposiciones jurídicas que así lo señalan, es la autoridad competente para vigilar, verificar y cumplir las disposiciones contenidas en esta norma.

12. Vigencia

Esta Norma Oficial Mexicana entrará en vigor a los 60 (sesenta) días naturales después de la fecha de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

México, D.F., a 19 de septiembre de 2002.- El Presidente, Dionisio Pérez-

Jácome.- Rúbrica.-El Comisionado, Javier Estrada.- Rúbrica.- El Comisionado,

Rubén Flores.- Rúbrica.- El Comisionado y como Presidente del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por Medio de Ductos, Raúl Monteforte.- Rúbrica.- En contra: el Comisionado, Raúl Necedal.- Rúbrica.