

**NORMA  
VENEZOLANA**

---

**COVENIN  
3568-1:2000**

**GAS NATURAL. CARACTERÍSTICAS  
MÍNIMAS DE CALIDAD. PARTE 1:  
INTRODUCCIÓN GENERAL,  
DEFINICIONES Y CONCEPTOS**



## **PRÓLOGO**

La presente norma fue elaborada de acuerdo a las directrices del Comité Técnico de Normalización **CT4 Petróleo, Gas y sus Derivados**, por el Subcomité Técnico **SC6 Gas** y aprobada por **FONDONORMA** en la reunión del Consejo Superior N° 2000-07 de fecha **26/07/2000**.

En la elaboración de esta norma participaron las siguientes entidades: Ministerio de Energía y Minas; PDVSA-GAS; DELTAVEN; PDVSA-INTEVEP; PDVSA-M. y M.

**NORMA VENEZOLANA  
GAS NATURAL.  
CARACTERÍSTICAS MÍNIMAS DE CALIDAD.  
PARTE 1: INTRODUCCIÓN GENERAL,  
DEFINICIONES Y CONCEPTOS**

**COVENIN  
3568-1:2000**

## **1 OBJETO**

Esta Norma Venezolana, en el conjunto de sus Partes, establece los conceptos relativos a las propiedades del gas natural y las características mínimas de calidad que debe cumplir en las diversas etapas de la cadena desde la producción hasta la utilización del mismo.

## **2 ALCANCE**

Esta norma se divide en partes, en la Parte 1 se presenta una introducción general del propósito de la norma y se definen los conceptos, símbolos y relaciones normalmente usados para designar la calidad del gas.

Las partes siguientes se refieren a aplicaciones y etapas específicas de la cadena del gas y se establecen los requisitos mínimos que debe cumplir el gas natural, con la intención de que contribuyan, en la mayoría de los casos, a evitar daños a los sistemas de manejo y utilización del gas, y a obtener una combustión segura, limpia, eficiente y estable, cuando estos sistemas se diseñan, seleccionan, instalan, operan y mantienen de manera adecuada y compatible con estas características mínimas del gas.

Esta norma está orientada al gas natural en fase gaseosa. Sin embargo, en algunas partes de esta norma se establecen requisitos para el manejo y limitación de otras fases. Para el caso de corrientes de gas con presencia de otras fases, esta norma puede resultar insuficiente y solo se usarán los conceptos y métodos de análisis y cálculos aplicables, y además, deberá considerarse el uso de normas y métodos de análisis y cálculos reconocidos como aplicables para tales situaciones.

En cada parte se establecen los requisitos mínimos del gas según sus características, el punto de la cadena del gas donde se aplique, o las características de utilización en algunos casos específicos.

Es la intención lograr que los requisitos establecidos en las diferentes partes de esta norma, sean iguales o compatibles en sistemas interconectados a lo largo de la cadena de manejo del gas, desde el comienzo de los sistemas de transporte hasta el punto de entrega a los usuarios finales de tipo general, de manera que no se requiera procesamiento adicional del gas en puntos intermedios de la cadena. Sin embargo, es posible que en algunos casos o aplicaciones especiales se requiera de algún proceso adicional del gas, o mezcla de gases de diferentes características, en algún punto de la cadena o por parte del usuario final.

Por otra parte, es posible que los métodos de análisis y control de calidad sean diferentes a lo largo de la cadena, puesto que mientras puede ser técnica y económicamente factible un sistema de control continuo y automatizado de muestreo y análisis de la calidad del gas en algún punto de un gran sistema troncal de transporte de gas, normalmente no lo es en los puntos finales de pequeños consumidores.

## **3 REFERENCIAS NORMATIVAS**

Las siguientes normas contienen disposiciones que al ser citadas en este texto, constituyen requisitos de esta Norma Venezolana. Las ediciones indicadas estaban en vigencia en el momento de esta publicación. Como toda norma está sujeta a revisión, se recomienda a aquellos que realicen acuerdos con base en ellas, que analicen la conveniencia de usar las ediciones más recientes de las normas citadas seguidamente.

**COVENIN 288-93 (ISO 1000)** Sistema Internacional de unidades, SI y recomendaciones para el uso de sus múltiplos y otras unidades.

**COVENIN 2569-89** Gas natural. Análisis por cromatografía de gases.

## 4 DEFINICIONES

Para los propósitos de esta Norma Venezolana se aplican las siguientes definiciones, conceptos, así como los símbolos, unidades y relaciones, que en general corresponden con los establecidos en las normas ISO citadas en las normas de referencia.

### 4.1 Unidades

Se usan las unidades de medida del Sistema Internacional. Las magnitudes primarias y derivadas y sus unidades, con los múltiplos indicados que se aplican con esta norma son:

Magnitud	Unidad	Símbolo de Unidad
Longitud	metro	m
Masa	kilogramo	kg
Tiempo	segundo	s
Fuerza	Newton	N
Temperatura absoluta	Kelvin	K
Temperatura	grado Celsius	°C
Presión (NOTA 1)	kilopascal	kPa
Energía	Megajoule	MJ
Volumen (NOTA 2)	metro cúbico	m <sup>3</sup>

**NOTA 1:** Cuando no se especifique si la presión es absoluta o relativa, la presión es absoluta. Cuando la indicación sea necesaria, se usarán entre paréntesis "(rel)" después de kPa y espacio en blanco, para designar la presión manométrica o relativa y "(abs)" para designar la presión absoluta.

La presión manométrica difiere de la absoluta en la presión atmosférica existente en el sitio y momento de medición. Sin embargo, a las presiones normalmente encontradas en los sistemas de transmisión, no es apreciable el error al establecer una diferencia igual a la presión atmosférica estándar, mientras que en sitios de gran altitud y a presiones bajas del gas, puede ser necesario considerar la utilización de la presión atmosférica del sitio para cálculos de medición de volumen para transferencia de custodia o propiedad, o para la determinación de propiedades del gas [Por ejemplo, a 915 m de altitud la presión atmosférica promedio es de 90.8 kPa (13.17 psia), sea aproximadamente 10% menos que la presión atmosférica estándar].

**NOTA 2:** Cuando no se especifiquen la presión y temperatura del gas y otras condiciones, el volumen se refiere al volumen de gas real seco a condiciones estándar. Cuando la indicación sea necesaria, se usará entre paréntesis la letra (S) después de m<sup>3</sup> y espacio en blanco seguido de los subíndices "d", "ws" y "wo" para referirse respectivamente al volumen de gas seco, húmedo saturado a condiciones estándar, y húmedo con la cantidad de agua medida en operación o especificada. Véase secciones 4.5 y 4.9.

Los prefijos que se usan para los múltiplos y submúltiplos son:

Factor	Nombre	Símbolo
10 <sup>15</sup>	Peta	P
10 <sup>12</sup>	Tera	T
10 <sup>9</sup>	Giga	G
10 <sup>6</sup>	Mega	M
10 <sup>3</sup>	Kilo	K
10 <sup>-3</sup>	Milli	M
10 <sup>-6</sup>	Micro	μ
10 <sup>-9</sup>	Nano	N

**NOTA 3:** No deberán usarse los términos billón, trillón, etc., ni los prefijos M ni MM para designar millones.

**NOTA 4:** Se advierte que los exponentes aplicados a la unidades también afectan al prefijo. Por eso un  $\text{km}^3$  equivale a  $10^9 \text{ m}^3$  y un  $\text{Mm}^3$  equivale a  $10^{18} \text{ m}^3$ . Para abreviar la escritura de cantidades con muchos ceros, se usará el 10 y su exponente ( $10^n$ ) o la letra E inmediatamente seguida del exponente (E##), o la palabra millones si aplica.

#### 4.2 Gas Natural

Es un combustible gaseoso obtenido de fuentes o depósitos subterráneos, o por vaporización de gas natural licuado, y consiste de una mezcla compleja de hidrocarburos, principalmente metano, y generalmente también incluye etano, propano e hidrocarburos más pesados en cantidades mucho más pequeñas. Generalmente, también incluye algunos gases inertes, tales como nitrógeno y dióxido de carbono, y vapor de agua, así como cantidades muy pequeñas de otros constituyentes.

El gas natural tal como se obtiene de los yacimientos también es llamado gas crudo.

El gas natural puede almacenarse artificialmente en depósitos subterráneos tales como otros yacimientos de gas, yacimientos de petróleo agotados o no, acuíferos o domos de sal, disueltos en otros hidrocarburos o libre. Para introducir gas obtenido de estos depósitos en los sistemas de transporte y distribución, normalmente es necesario procesarlo, aun cuando haya sido procesado antes del almacenamiento.

Mediante el procesamiento del gas crudo, lo cual puede incluir uno o varios procesos, o a partir de la vaporización de gas natural licuado, o mediante el mezclado de ellos, se obtienen un gas natural apropiado para su transporte y distribución por tuberías y utilización, en las cuales permanece en estado gaseoso a las condiciones normales de temperatura y presión encontradas en las mismas. Este gas es llamado en algunos documentos venezolanos "metano comercial" o "gas metano", y en las normas ISO es llamado "gas natural".

En esta norma donde se usen los vocablos "gas" y "gas natural", se incluye al gas natural crudo, donde sea aplicable y al metano comercial o gas metano.

#### 4.3 Gas Natural Licuado

Es gas natural que, después de procesado, ha sido licuado para propósito de almacenamiento o transporte. Se abrevia GNL.

Mediante procesos de enfriamiento, hasta cerca de  $-160^\circ\text{C}$ , se puede licuar el gas natural, en cuyo caso es llamado gas natural licuado. El gas es licuado para su almacenamiento y transporte en embarcaciones, camiones y trenes; y para su almacenamiento y posterior vaporización y reinyección como gas a la red de tuberías de transporte y distribución, durante picos de demanda o fallas de suministro. También es licuado para el suministro de gas, como combustible, para vehículos terrestres, acuáticos y aéreos. Para su utilización se requiere la vaporización previa. Las especificaciones de calidad del gas para ser licuado y almacenado son más estrictas que las del gas no destinado a ello, y para que el gas natural licuado revaporizado pueda ser usado como sustituto o complemento temporal del gas en una red de transporte y distribución de gas comercial, ambas especificaciones de calidad deben ser iguales, o por lo menos, compatibles en cuanto a sus propiedades de utilización.

#### 4.4 Calidad de Gas

La calidad del gas natural es definida por su composición molar y propiedades físicas, como sigue:

- ✓ Composición molar
- ✓ Componentes mayoritarios
- ✓ Componentes minoritarios
- ✓ Componentes en trazas
- ✓ Factor de Compresibilidad
- ✓ Masa Molecular
- ✓ Densidad
- ✓ Densidad Relativa
- ✓ Valor Calorífico

- ✓ Índice de Wobbe
- ✓ Punto de Rocío de Agua
- ✓ Punto de Rocío de Hidrocarburos

#### 4.5 Gas Ideal

Un Gas Ideal es uno que obedece la ley de los gases ideales, que se expresa mediante la siguiente ecuación que relaciona la presión, la temperatura y el volumen molar. Ningún gas real obedece esta ley. Se usa el superíndice ° después del símbolo de la propiedad aplicable para referirse al gas ideal.

$$p \cdot V_m^\circ = R \cdot T$$

donde:

$p$  es la presión, en pascuales (Pa)

$V_m^\circ$  es el volumen molar (ideal), en metros cúbicos por mol ( $m^3/mol$ )

$R$  es la constante molar del gas, en joules/(moles•kelvin), es igual a 8.3145 J/(mol•K)

$T$  es la temperatura absoluta, en kelvin (K)

La constante  $R$  es llamada "Constante del Gas"

#### 4.6 Gas Real

Un gas real, también llamado no ideal, se desvía de la ley de los gases ideales. El término "ecuación de estado" es definido como una expresión que relaciona la presión, la temperatura y el volumen molar, que predice el comportamiento del gas.

Para los gases reales, debe reescribirse de la siguiente manera la ecuación de los gases ideales.

$$p \cdot V_m = Z(p, T) \cdot R \cdot T$$

donde:

$Z(p, T)$  es el factor de compresibilidad, que además de la presión y temperatura es función de un conjunto de parámetros que caracterizan a cada gas en particular. Es adimensional.

$p$  es la presión absoluta

$T$  es la temperatura absoluta

Ese conjunto de parámetros es la composición molar completa o un conjunto distintivo de propiedades físico-químicas dependientes, o una combinación de ellos.

#### 4.7 Factor de Compresibilidad

El factor de compresibilidad, también llamado factor de compresión, es el cociente del volumen real de una masa arbitraria de gas, a condiciones especificadas de presión y temperatura, y el volumen del mismo gas, a las mismas condiciones, calculado según la ley de los gases ideales.

$$Z(p, T) = V/V^\circ$$

Donde:

$V$  es el volumen real

$V^\circ$  es el volumen ideal

El factor de compresibilidad es una cantidad adimensional. Es, usualmente, muy cercano a la unidad a las condiciones estándar de referencia, pero no debe despreciarse su efecto en ciertos cálculos. Dentro del rango

de presiones y temperaturas comunes en los sistemas de transporte puede diferir significativamente de la unidad.

Para cálculos manuales aproximados del factor de compresibilidad a condiciones estándar de referencia, puede calcularse con las siguientes ecuaciones. Esta ecuación no es aplicable si el gas contiene hidrógeno y/o helio, o si la fracción de dióxido de carbono fuera mayor a 0,15. (Véase ISO 6976:1995, Anexo E)

$$Z(p, T) = 1 - \left[ \sum_{j=1}^N x_j \cdot \sqrt{b_j} \right]^2$$

donde:

$x_j$  es la fracción molar del componente  $j$

$\sqrt{b_j}$  es el "factor de suma" del componente  $j$ , para el cálculo del coeficiente virial.

$$b_j = 1 - Z_j(p_s, T_s)$$

donde:

$Z_j$  es el factor de compresibilidad del componente  $j$ .

NOTA 5:  $b$  en la norma ISO 6976:1995 no es lo mismo que  $b$  en la norma GPA 2172-86.

#### 4.8 Condiciones Estándar de Referencia

Son la presión absoluta de 101.325 kPa y la temperatura de 288.15 K. Para referirse al gas en estas condiciones se usan el término **condiciones estándar**. A las condiciones de presión y temperatura estándar del gas, se determinan algunas propiedades fundamentales de éste.

$$p_s = 101.325 \text{ kPa} = 10\,332.3 \text{ kg/m}^2 = 14.6959 \text{ psia}$$

$$t_s = 15^\circ\text{C} = 59^\circ\text{F}$$

$$T_s = 288.15 \text{ K} = 518.67 \text{ R}$$

NOTA 6: Esta presión de referencia es 1 atmósfera estándar, que corresponde a una columna de mercurio de 760 mm de altura, con éste a 0°C y una aceleración de la gravedad de 9.80665 m/s<sup>2</sup>.

#### 4.9 Humedad

Se refiere a la presencia de vapor de agua en el gas. La humedad o contenido de agua del gas normalmente se expresa en términos de masa de agua por unidad de masa o de volumen de gas a condiciones estándar.

A continuación se definen otros conceptos relativos a la presencia de agua en el gas.

##### 4.9.1 Gas Seco

Es un gas que teóricamente no contiene vapor de agua. Esta condición se designa con el subíndice "d" después del símbolo de las propiedades a las cuales es aplicable.

##### 4.9.2 Gas Húmedo

Es un gas que contiene vapor de agua. Puede estar saturado o no. A los fines de esta norma se usará el término "gas húmedo" para referirse al gas con la cantidad de vapor de agua medida en condiciones de operación o con la humedad especificada, y se agregará el subíndice "wo" al símbolo correspondiente para designarlo.

##### 4.9.3 Gas Saturado

Es un gas saturado con vapor de agua, teóricamente en este punto empieza a condensar la primera gota. A condiciones Estándar el gas saturado contiene 1.683% de vapor de agua. A los fines de esta norma se usará

el término "gas saturado" para referirse al gas saturado a las condiciones estándar, y se agregará el subíndice "ws" al símbolo correspondiente para designarlo.

#### 4.9.4 Punto de Rocío de Agua

El Punto de Rocío de Agua define la temperatura más baja por encima de la cual no ocurre condensación de agua a una presión especificada. Para cualquier presión inferior a la especificada no hay condensación a esta temperatura. Es sinónimo de Temperatura de Rocío de Agua.

#### 4.9.5 Punto de Formación de Hidratos

El Punto de Formación de Hidratos define la temperatura por debajo de la cual puede ocurrir formación de hidratos a una presión especificada, y depende del contenido de agua en el gas y su composición. Es sinónimo de Temperatura de Formación de Hidratos.

**NOTA 7:** El contenido de agua del gas saturado varía con la presión y temperatura, por lo cual una mezcla específica de gas, con una cantidad de agua dada, puede estar saturada a unas condiciones, en otras puede estar parcialmente saturada, o estar saturada y además tener agua en estado líquido. Cuando a un gas saturado se le reduce la presión a temperatura constante, queda parcialmente saturado. Por lo tanto, es conveniente expresar el contenido de agua del gas en términos de masa de agua por unidad de masa o de volumen de gas a condiciones estándar.

Para el cálculo no riguroso de la cantidad de agua mediante la relación entre la presión parcial del vapor de agua en el gas y su fracción molar, para gas a condiciones estándar, puede aplicarse la ley de Raoult. Para otras condiciones véase asimismo 1142 y gpa r0 181. La ley de Raoult señala que la fracción molar de un componente en una mezcla gaseosa a unas condiciones especificadas de temperatura y presión, es igual a la relación entre su presión parcial y la presión de vapor de ese componente a esa temperatura.

La norma ISO 6976:1995 acepta como seco un gas con un contenido de agua menor a una fracción molar de 0,000 050 (50 ppm). El proyecto de norma ISO NP 14532 Natural Gas – terminology comenta que los contratos de compra de gas de empresas de transmisión tienen la tendencia a especificar un límite de 60 a 80 ppm de vapor de agua, y que también es práctica general en USA un valor de 7 lb/millón de pies cúbicos estándar (150 ppm).

#### 4.10 Punto de Rocío de Hidrocarburos

El Punto de Rocío de Hidrocarburos define la temperatura más baja por encima de la cual no ocurre condensación de hidrocarburos a una presión especificada. Es sinónimo de Temperatura de Rocío de Hidrocarburos.

Para un punto de rocío dado, existe un rango de presión dentro del cual la condensación ocurre, excepto en un punto, que se denomina cricondentérmico.

#### 4.11 Contenido de hidrocarburos licuables

Se refiere a la porción de los hidrocarburos licuables presentes en el gas. Puede incluirse desde el etano hasta los hidrocarburos más pesados, o desde el propano, razón por la cual siempre debe especificarse qué está incluido. Se expresa como volumen equivalente de líquido, en  $m^3$ , a temperatura estándar y condiciones de saturación, correspondientes a un volumen de  $1000 m^3$ , a condiciones estándar, del total del gas. Opcionalmente, puede expresarse en masa de líquido por volumen de gas, o como fracción o porcentaje molar o másico.

**NOTA 8:** En unidades inglesas se acostumbra a expresarlo en galones de líquido por millar de pies cúbicos de gas.

#### 4.12 Contenido de fase líquida

Se refiere al caso en que el gas tiene hidrocarburos o agua en fase líquida. A diferencia de lo indicado en el punto 4.11, se incluye a todos los hidrocarburos y al agua en dicha fase a unas condiciones específicas cualesquiera de temperatura y presión. Se expresa como volumen de la fase líquida, en  $dm^3$ , a las condiciones de temperatura y presión especificadas, correspondientes a un volumen de  $10^6 m^3$ , a condiciones estándar, del total del gas. Opcionalmente, puede expresarse en masa de líquido por volumen de gas. Pueden indicarse por separado el volumen de agua y de hidrocarburos.

**NOTA 9:** Este término es usado para la especificación y evaluación de separadores gas - líquido o gas-hidrocarburos-agua.

En unidades inglesas se acostumbra a expresarlo en galones de líquido por millón de pies cúbicos de gas.

#### 4.13 Masa Molecular del Gas

Es la sumatoria de la fracción molar de cada componente multiplicada por la masa molecular de cada uno. Debe especificarse si el gas es ideal o real, y si el gas es seco, saturado o húmedo.

$$M = \sum_{j=1}^N x_j \cdot M_j$$

donde:

M es la masa molecular de la mezcla de gas, (kg/kmol).

$x_j$  es la fracción molar del componente j.

$M_j$  es la masa molecular del componente j, (kg/kmol).

N es el número de componentes.

#### 4.14 Composición del Gas

La composición del gas se puede expresar en tres formas: molar, volumétrica y másica. En todos los casos las magnitudes, que no tienen dimensión, se indican normalmente en fracción de la unidad o en porcentaje para los componentes mayoritarios y minoritarios. La concentración de los componentes en trazas se puede expresar en magnitudes sin dimensión, tales como partes por millón molar (ppm M), partes por millón volumétrico (ppm v) y partes por millón másico (ppm m); o en magnitudes con dimensión, tales como mg/m<sup>3</sup> o libras / 10<sup>6</sup> scf.

La Composición Molar es el término usado cuando la proporción de cada componente es expresada como fracción molar o porcentaje molar del total de la mezcla.

Así, la fracción molar,  $x_i$  del componente i es el cociente del número de kmol del componente i y el número de kmol del total de la mezcla presente en el mismo volumen arbitrario.

Para un gas ideal, la composición molar es igual a la composición volumétrica ideal. Para el comportamiento real del gas, en general esta relación no es aplicable.

Para convertir de composición volumétrica real a condiciones estándar a composición molar o volumétrica ideal se puede aplicar la siguiente ecuación:

$$x_i = \frac{y_i}{Z_i(p_s, T_s)} \cdot \frac{1}{\sum_{j=1}^N \left[ \frac{y_j}{Z_j(p_s, T_s)} \right]}$$

donde:

$y_j$  es la fracción volumétrica del componente j.

$x_j$  es la fracción molar del componente j.

Para convertir de composición expresada en términos de masa (composición másica) a composición molar se puede aplicar la siguiente ecuación:

$$x_j = \frac{\frac{m_j}{M_j}}{\sum_{j=1}^N \frac{m_j}{M_j}} = \frac{m_j}{M}$$

donde

$m_j$  es la fracción másica del componente  $j$

Las relaciones entre las fracciones molares de un gas sobre base seca, húmeda saturada a condiciones estándar y húmeda en condiciones de operación son:

$$x_{j,d} = \frac{x_{j,ws}}{1 - x_{ws}} = \frac{x_{j,wo}}{1 - x_{wo}}$$

$$x_{ws} = 0,01683$$

donde:

$x_{ws}$  es la fracción molar del agua en el gas saturado a condiciones estándar

$x_{wo}$  es la fracción molar del agua en el gas húmedo a condiciones de operación

#### 4.15 Cantidad de Gas

La cantidad de gas puede medirse por volumen a condiciones estándar, masa o mol-masa

##### 4.15.1 Unidad de Volumen Estándar de Gas

La unidad de volumen de gas es el metro cúbico estándar, que es la cantidad de gas, a condiciones estándar, que ocupa un volumen de un metro cúbico. Debe especificarse si el gas es ideal o real, y si el gas es seco, saturado o húmedo. Salvo que se especifique de otra manera, cuando se mencione "volumen estándar" de gas se refiere al gas real seco a condiciones estándar. Cuando el volumen se refiera a otras condiciones de presión y temperatura, estas deben indicarse a continuación de la cantidad y unidad.

##### 4.15.2 Unidad de Masa de Gas

La unidad masa del gas es el kilogramo, y debe especificarse si el gas es seco, saturado o húmedo. Salvo que se especifique de otra manera, cuando se mencione "masa" o "kg" de gas se refiere a gas seco.

##### 4.15.3 Unidad Molar de Gas

La unidad molar de gas es el kmol, que es la cantidad de gas que tiene una masa en kilogramos numéricamente igual a la masa molecular del gas. Debe especificarse si el gas es seco, saturado o húmedo. Salvo que se especifique de otra manera, cuando se mencione "unidad molar" "kmol" de gas se refiere al gas seco.

#### 4.16 Densidad del Gas

La masa de gas dividida por su volumen a presión y temperatura especificadas. Debe indicarse si el gas es ideal o real, y si el gas es seco, saturado o húmedo. A las condiciones estándar es la densidad estándar. Salvo que se especifique de otra manera, cuando se mencione "Densidad" se refiere a la densidad del gas real seco a condiciones estándar.

$$\rho^o(p, T) = \left( \frac{P}{R \cdot T} \right) \cdot \sum_{i=1}^N x_i \cdot M_i = \left( \frac{P}{R \cdot T} \right) \cdot M$$

$$\rho(p, T) = \left( \frac{P}{R \cdot T \cdot Z(p, T)} \right) \cdot \sum_{i=1}^N x_i \cdot M_i = \left( \frac{P}{R \cdot T \cdot Z(p, T)} \right) \cdot M$$

donde:

$\rho^o(p, T)$  es la densidad ideal

$\rho(p, T)$  es la densidad real

#### 4.17 Aire Normal

Es aire cuya composición sobre base seca es la siguiente (ISO 6976, Tabla B.2):

Componente	Fración Molar
Nitrógeno	0,781 02
Oxígeno	0,209 46
Argón	0,009 16
Dióxido de Carbono	0,000 33
Otros	0,000 03

#### 4.18 Densidad Relativa del Gas

Es el cociente de la densidad del gas y la densidad del aire seco normal, ambos a las mismas condiciones de presión y temperatura. Debe indicarse si el gas es ideal o real, y si el gas es seco, saturado o húmedo. La densidad relativa ideal no depende de las condiciones de presión y temperatura y es el cociente de la masa molecular del gas y la masa molecular del aire seco normal (28.9625 Kg/mol). La densidad relativa real depende de los factores de compresibilidad del gas y del aire. Es una variable adimensional. Salvo que se especifique de otra manera, cuando se mencione "Densidad Relativa" se refiere a la densidad relativa de gas seco real a condiciones estándar.

NOTA 10: El término Gravedad Específica es sinónimo a Densidad Relativa. El término Gravedad Específica no se usa en las normas ISO, y la ASTM recomienda discontinuar su uso.

$$d_i^o = \frac{M_i}{M_{\text{aire}}}$$

$$d^o = \sum_{j=1}^N x_j \cdot \frac{M_j}{M_{\text{aire}}} = \sum_{j=1}^N x_j \cdot d_j^o$$

$$d(p, T) = \frac{d^o \cdot Z_{\text{aire}}(p, T)}{Z_{\text{gas}}(p, T)}$$

$$d(p_s, T_s) = \frac{d^o \cdot Z_{\text{aire}}(p_s, T_s)}{Z_{\text{gas}}(p_s, T_s)}$$

$$Z_{\text{aire}}(p_s, T_s) = 0.99958$$

donde

$d_i$  es la densidad relativa

#### 4.19 Valores Caloríficos

Hay dos tipos: El Valor Calorífico Superior y el Valor Calorífico Inferior.

NOTA 11: Los términos Valor Calorífico y Poder Calorífico son sinónimos.

##### 4.19.1 Valor Calorífico Superior

Es la cantidad de calor que sería liberado por la combustión completa ideal en aire normal de una cantidad especificada de gas, de tal manera que los reactantes entran a una misma presión y temperatura especificadas; la presión a la que la reacción tiene lugar permanece constante, y todos los productos de combustión son retornados a la temperatura estándar, y todos ellos permanecen en estado gaseoso, excepto el agua formada en la combustión que es condensada al estado líquido, a la mencionada temperatura especificada. La presión y temperatura especificada, tanto para la combustión como para la medición de la cantidad de gas, son las condiciones estándar de referencia de 15°C y 101.325 kPa. Se usa el símbolo  $H_u$  con símbolos y subíndices complementarios, para designarlo.

La definición contempla que cuando el gas y/o el aire contienen vapor de agua, este continúa en estado de vapor.

NOTA 12: Los calificativos Total, Bruto y Alto aplicados al Valor Calorífico son sinónimos al Superior.

#### 4.20 Valor Calorífico Inferior

Es la cantidad de calor que sería liberado por la combustión completa ideal en aire normal de una cantidad especificada de gas, de tal manera que los reactantes entran a una misma presión y temperatura especificadas, la presión a la que la reacción tiene lugar permanece constante, y todos los productos de combustión son retornados a la temperatura estándar, y todos ellos permanecen en estado gaseoso. La presión y temperatura especificada, tanto para la combustión como para la medición de la cantidad de gas, son las condiciones estándar de referencia de 15°C y 101.325 kPa. Se usa el símbolo  $H_i$ , con símbolos y subíndices complementarios, para designarlo.

**NOTA 13:** Los calificativos Neto y Bajo aplicados al Valor Calorífico son sinónimos al Inferior.

Tanto el Valor Calorífico Superior como el Inferior, que difieren por el calor de condensación del agua formada en la combustión, pueden ser especificados sobre base molar, másica o volumétrica. Para la base volumétrica la presión y temperatura de medición son las condiciones estándar, y puede especificarse para gas real o ideal. En los tres casos puede especificarse para gas seco, saturado o húmedo.

Salvo que se especifique de otra manera, cuando se mencione "Valor Calorífico Superior" se refiere al valor calorífico superior de gas real seco, por unidad de volumen a condiciones estándar; y cuando se mencione "Valor Calorífico Inferior" se refiere al valor calorífico inferior de gas real seco por unidad de volumen a condiciones estándar.

Los símbolos básicos para el Valor Calorífico Superior son:

$H_S$	Valor Calorífico Superior molar
$\dot{H}_S$	Valor Calorífico Superior másico
$\bar{H}_S$	Valor Calorífico Superior volumétrico

Para los símbolos respectivos para el Valor Calorífico Inferior, se sustituye la S por I en los símbolos anteriores.

A continuación se incluyen símbolos y algunas relaciones del Valor Calorífico Superior volumétrico:

$\bar{H}_{S,d}^o$	Valor calorífico superior volumétrico de gas ideal seco.
$\bar{H}_{S,d}$	Valor calorífico superior volumétrico de gas real seco.
$\bar{H}_{S,ws}^o$	Valor calorífico superior volumétrico de gas ideal saturado.
$\bar{H}_{S,ws}$	Valor calorífico superior volumétrico de gas real saturado.
$\bar{H}_{S,wo}^o$	Valor calorífico superior volumétrico de gas ideal húmedo.
$\bar{H}_{S,wo}$	Valor calorífico superior volumétrico de gas real húmedo.

$$\bar{H}_{S,d}^o = \bar{H}_{S,d} \cdot Z(p_s, T_s)_d \quad \bar{H}_{S,ws}^o = \bar{H}_{S,ws} \cdot Z(p_s, T_s)_{ws} \quad \bar{H}_{S,wo}^o = \bar{H}_{S,wo} \cdot Z(p_s, T_s)_{wo}$$

$$\bar{H}_{S,d}^o = \frac{\bar{H}_{S,ws}^o}{1 - x_{ws}} = \frac{\bar{H}_{S,wo}^o}{1 - x_{wo}} = \frac{\bar{H}_{S,ws} \cdot Z(p_s, T_s)_{ws}}{1 - x_{ws}} = \frac{\bar{H}_{S,wo} \cdot Z(p_s, T_s)_{wo}}{1 - x_{wo}}$$

Existen relaciones similares para el valor calorífico inferior.

**NOTA 14:** Existen normas en las cuales las condiciones de presión y temperatura para la medición de la cantidad de gas son diferentes de las condiciones de combustión (Véase ISO 13443).

El Valor Calorífico, tanto Superior como Inferior, pueden especificarse en estado líquido, sobre base másica, molar o volumétrica, en cuyo caso debe especificarse tal estado, y la presión y temperatura de referencia, tanto

de la unidad de cantidad de gas como de las condiciones de combustión, y debe considerarse, para la conversión del Valor Calorífico a otras bases, la energía correspondiente a cualquier cambio de temperatura y presión y la energía para la vaporización.

Existe un procedimiento para determinar el valor calorífico de combustibles líquidos y sólidos, que se efectúa en un recipiente de volumen constante, isotérmico o adiabático, y es usado también para gases combustibles. El valor calorífico así determinado no es a presión constante y, por lo tanto, no es equivalente al especificado en esta norma. Existen relaciones para calcular las equivalencias. (Referencia: ASTM D240-92).

#### 4.21 Índice de Wobbe

El Índice de Wobbe Superior o Inferior es el cociente del Valor Calorífico volumétrico, Superior o Inferior, respectivamente, y la raíz cuadrada de la Densidad Relativa. Ambos determinados bajo los mismos parámetros: Ideal o real Seco, y además, saturado o húmedo. Salvo que se especifique de otra manera, cuando se mencione "Índice de Wobbe" se refiere al Índice de Wobbe Superior de gas seco real por unidad de volumen a condiciones estándar.

La ecuación que define al Índice de Wobbe es:

$$W = \frac{H}{\sqrt{d}}$$

A continuación se incluyen símbolos y algunas relaciones del Índice de Wobbe Superior:

$W_{s,d}^o = \frac{H_{s,d}^o}{\sqrt{d_d^o}}$	Índice de Wobbe Superior de gas ideal seco.
$W_{s,d} = \frac{H_{s,d}}{\sqrt{d_d(p_s, T_s)}}$	Índice de Wobbe Superior de gas real seco.
$W_{s,ws}^o = \frac{H_{s,ws}^o}{\sqrt{d_{ws}^o}}$	Índice de Wobbe Superior de gas ideal saturado.
$W_{s,ws} = \frac{H_{s,ws}}{\sqrt{d_{ws}(p_s, T_s)}}$	Índice de Wobbe Superior de gas real saturado.
$W_{s,wo}^o = \frac{H_{s,wo}^o}{\sqrt{d_{wo}^o}}$	Índice de Wobbe Superior de gas ideal húmedo.
$W_{s,wo} = \frac{H_{s,wo}}{\sqrt{d_{wo}(p_s, T_s)}}$	Índice de Wobbe Superior de gas real húmedo.

Las relaciones entre ellos se pueden establecer mediante las ecuaciones indicadas arriba para el Valor Calorífico y la Densidad Relativa.

Las ecuaciones para el Índice de Wobbe Inferior se obtienen sustituyendo el Valor Calorífico Superior por el Inferior en las ecuaciones anteriores.

#### 4.22 Cantidad de Energía

A los fines de la aplicación de esta norma se define la Cantidad de Energía Superior o Inferior al producto de la Cantidad de Gas por el Valor Calorífico Superior o Inferior, respectivamente.

Salvo que se especifique de otra manera, cuando se mencione "Cantidad de Energía" se refiere a la Cantidad de Energía Superior.

La unidad y condiciones de la cantidad de gas deben ser compatibles con la unidad y condiciones del valor calorífico; o sea que si la cantidad de gas es expresada en  $m^3$  de gas real seco, el valor calorífico debe estar expresado en  $MJ/m^3$  de gas real seco.

Las ecuaciones que relacionan la Cantidad de Energía Superior o Inferior con las diversas maneras de expresar el volumen de gas y el valor calorífico, superior o inferior, volumétrico son:

$$E_S = V_d^o \cdot \bar{R}_{S,d}^o = V_{wo}^o \cdot \bar{R}_{S,wo}^o = V_{ws}^o \cdot \bar{R}_{S,ws}^o = V_d \cdot \bar{R}_{S,d} = V_{wo} \cdot \bar{R}_{S,wo} = V_{ws} \cdot \bar{R}_{S,ws}$$

$$E_I = V_d^o \cdot \bar{R}_{I,d}^o = V_{wo}^o \cdot \bar{R}_{I,wo}^o = V_{ws}^o \cdot \bar{R}_{I,ws}^o = V_d \cdot \bar{R}_{I,d} = V_{wo} \cdot \bar{R}_{I,wo} = V_{ws} \cdot \bar{R}_{I,ws}$$

De manera similar, pueden escribirse ecuaciones para los casos de la masa de gas y el valor calorífico, superior o inferior, másico, o el número de moles y el valor calorífico, superior o inferior, molar.

#### 4.23 Intercambiabilidad

Es una medida del grado en que las características de combustión de un gas coinciden con las de otro gas. Se dice que dos gases son intercambiables, cuando un gas puede ser sustituido por el otro, de manera que sin reajustar el equipo donde se quema el gas, ni la presión de suministro del gas al equipo, éste continúe operando de manera satisfactoria y segura.

Para verificar la intercambiabilidad del gas se usan los siguientes conceptos:

- Cantidad de energía suministrada al equipo: Es función de la presión de suministro del gas y de su Índice de Wobbe.
- Retorno de llama (Flash back): Es la tendencia de la llama a contraerse hacia el orificio de salida del quemador, y la combustión tiene lugar dentro del quemador.
- Desprendimiento de llama: El frente de llama se expande de tal modo que la combustión cesa en el quemador y el gas se quema arriba del mismo.
- Llama de puntas amarillas: Es resultado de la combustión incompleta, donde el exceso de hidrocarburos puede, pero no siempre, causar niveles inaceptables de emisión de monóxido de carbono. Puede causar deposición de hollín y un continuado deterioro de la combustión. La combustión incompleta es causa también de pérdida de eficiencia.

#### 4.24 Gas de Referencia

Es un gas de una composición específica para la cual los equipos de utilización operan a condiciones nominales (Condiciones de diseño o selección y calibración), cuando se le suministra el gas a la correspondiente presión normal.

#### 4.25 Gases Límite

Son gases de composición específica, representativos de las condiciones de variación extrema de los gases utilizables.

#### 4.26 Valor de Referencia del Índice de Wobbe

Es el valor del Índice de Wobbe correspondiente al gas de referencia.

#### 4.27 Odorización

Es la adición de un odorante al gas, que permite detectar por el olfato la presencia de gas en el aire a muy baja concentración. Como el gas normalmente no tiene olor, es necesario agregar un odorante al gas, por razones de seguridad.

#### 4.28 Límites de Inflamabilidad de Gas en Aire

Son los límites de concentración de gas en una mezcla homogénea de gas y aire, dentro de los cuales se puede propagar una llama, bajo condiciones controlada especificadas de una prueba normalizada. Son sinónimos de Límites de Explosividad.

**NOTA 15:** Estos límites dependen de la composición del gas, su presión y temperatura y otras variables. Para los fines de odorización del gas se evalúan dentro de los intervalos normales de las condiciones de presión y temperatura atmosféricas. Estos valores se determinan bajo condiciones controladas de laboratorio, y no deben ser usados como únicos elementos de juicio para describir o evaluar peligros de incendio o explosión.

#### 4.28.1 Límite Inferior de Inflamabilidad

Es la concentración mínima por encima del cual la mezcla mencionada es inflamable.

#### 4.28.2 Límite Superior de Inflamabilidad

Es la concentración máxima por debajo de la cual la mezcla mencionada es inflamable.

### 5 ODORIZACIÓN

El gas odorizado debe contener odorantes naturales o ser odorizado para tener un olor distintivo suficientemente fuerte, tal que su presencia sea detectada en concentraciones de gas en el aire que no superen 1/5 del límite bajo de inflamabilidad (esto es, aproximadamente, 1 % en volumen de gas en el aire). Las concentraciones de odorantes utilizadas en el gas no deben ser dañinas a personas, materiales o equipos, y sus productos de combustión no deben ser tóxicos al ser respirados ni deben ser corrosivos o dañinos a aquellos materiales expuestos a esos productos de combustión.

En el recorrido del gas por los sistemas de transmisión, almacenamiento y distribución, pueden existir situaciones o instalaciones que pueden reducir total o parcialmente la concentración de odorante, y en consecuencia, la intensidad del olor del gas por debajo del mínimo establecido. En esos casos el gas será de odorización complementaria.

### 6 CONTROL DE CALIDAD

El proceso de control de calidad del gas, que incluye la periodicidad y tipo de muestreo, composición y otras propiedades, la odorización, la documentación requerida, el manejo y la preservación de la información serán establecidos contractualmente y al menos debe cumplirse lo establecido en los requisitos de esta norma.

#### 6.1 Documentación

Los documentos en papel y/o electrónicos correspondientes al control de calidad deben incluir, al menos, lo siguiente:

- **Sistema:**
  - ✓ Identificación completa de la corriente de gas (Localidad, procedencia y procesos efectuados aguas arriba)
  - ✓ Presión (kPa) y temperatura (°C) de la corriente.
  - ✓ Flujo ( $m^3$ ) a condiciones estándar de gas real húmedo.
- **Muestra:**
  - ✓ Identificación completa de la muestra. (Localidad, sistema, conexión, características de toma-muestra, etc.)
  - ✓ Normas utilizadas. (ISO 10715, GPA 2166, ASTM D1071, ASTM D3700 ó ASTM D5503).
  - ✓ Fecha (dd/mm/aaaa).
  - ✓ Presión (kPa) y temperatura (°C).
- **Propiedades:**
  - Deben reportarse las siguientes propiedades, y debe indicarse la norma utilizada para el cálculo de los valores o su medición.
  - ✓ Valor Calorífico Superior de gas real seco ( $MJ/m^3$ ).

- ✓ Índice de Wobbe Superior de gas real seco ( $\text{MJ/m}^3$ ).
- ✓ Densidad Relativa Estándar de gas real seco.
- ✓ Factor de Compresibilidad a Condiciones Estándar del gas seco.
- ✓ Temperatura de rocío de hidrocarburos ( $^{\circ}\text{C}$ ) y presión correspondientes (kPa).

En el caso de que la temperatura de rocío de hidrocarburos sea medida, se determinará a una presión igual o próxima al punto cricondéntermico. En el caso de que sea calculada, se hará con la correlación aplicable, a partir de la composición extendida hasta por lo menos C12, y se reportará la presión y temperatura correspondientes a dicho punto.

Las primeras cuatro propiedades deben reportarse con cuatro cifras significativas. La última, hasta la unidad de  $^{\circ}\text{C}$ .

- **Composición:**

Debe reportarse desglosando todos los componentes mayoritarios y minoritarios, incluyendo los isómeros, que tengan una fracción molar mayor de 0,0001 en el análisis. Además, se reportarán los componentes en trazas según las normas de análisis respectivas.

## 6.2 Análisis y muestreo

Los análisis de la composición y demás características del gas será con métodos de muestreo y con una frecuencia tal que permitan asegurar el cumplimiento de los requisitos todo el tiempo. Dependiendo de la importancia de las corrientes de gas se deberá considerar el uso de analizadores en línea, continuos o de muestreo intermitente automático. Todo de acuerdo a lo establecido en las normas y las cláusulas contractuales correspondientes.

La precisión debe ser conocida o determinada para cualquier método de análisis seleccionado. Deben establecerse los márgenes de error de manera que con 95% de probabilidad el valor real esté dentro del valor medido más o menos el margen de error.

Para determinar si un requisito de un límite máximo se cumple, el valor medido más el margen de error debe ser menor que dicho límite máximo; por otra parte, para determinar si un requisito de un límite mínimo se cumple, el valor medido menos el margen de error debe ser mayor que dicho límite mínimo.

El método de determinación de componentes mediante la longitud de mancha en tubo permite determinar de manera práctica algunos componentes del gas natural tales como dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, mercaptanos, azufre total y vapor de agua. Cuando su exactitud o precisión sean insuficientes, se ajustarán los límites hacia el lado seguro.

## 7 NORMAS DE REFERENCIA

Hasta tanto no se aprueben las Normas Venezolanas COVENIN respectivas, se deben seleccionar, entre las normas siguientes, las que sean aplicables para los diversos ensayos y análisis requeridos.

Algunas de estas normas son equivalentes o similares entre sí. Otras sirven para analizar la misma propiedad o componente, pero el procedimiento y/o aparatos establecidos difieren, y por lo general, los márgenes de error también pueden ser diferentes.

Para la selección de los métodos de análisis a ser aplicados, deberá considerarse el propósito y circunstancia de cada caso específico, y lo estipulado en los respectivos contratos de compra-venta o transferencia de custodia de gas. Véase punto 6.2.

ISO – International Organization For Standardization

ISO 1000 : 1992	SI units and recommendations for the use of their multiples and of certain other units.
ISO 6326-1:1989	Natural gas - Determination of sulfur compounds – Part 1: General introduction.

ISO 6326-2:1981	Gas analysis - Determination of sulphur compounds in natural gas - Part 2: Gas chromatographic method using an electrochemical detector for the determination of odoriferous sulphur compounds.
ISO/DIS 6326-2	Natural gas - Determination of sulfur compounds - Part 2: Gas chromatographic method using an electrochemical detector (Revision of ISO 6326-2:1981).
ISO 6326-3:1989	Natural gas - Determination of sulfur compounds - Part 3: Determination of hydrogen sulfide, mercaptan sulfur and carbonyl sulfide sulfur by potentiometry.
ISO 6326-4:1994	Natural gas - Determination of sulfur compounds - Part 4: Gas chromatographic method using a flame photometric detector for the determination of hydrogen sulfide, carbonyl sulfide and sulfur-containing odorants.
ISO 6326-5:1989	Natural gas - Determination of sulfur compounds - Part 5: Lingener combustion method.
ISO 6327:1981	Gas analysis - Determination of the water dew point of natural gas - Cooled surface condensation hygrometers.
ISO 6568:1981	Natural gas - Simple analysis by gas chromatography.
ISO/DIS 6570	Natural gas - Determination of potential hydrocarbon liquid content - Gravimetric methods.
ISO 6570-1:1983	Natural gas - Determination of potential hydrocarbon liquid content - Part 1: Principles and general requirements.
ISO 6570-2:1984	Natural gas - Determination of potential hydrocarbon liquid content - Part 2: Weighing method.
ISO 6974:1984	Natural gas - Determination of hydrogen, inert gases and hydrocarbons up to C8 - Gas chromatographic method.
ISO/DIS 6974-1	Natural gas - Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography - Part 1: Guidelines for tailored analysis.
ISO/DIS 6974-3	Natural gas - Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography - Part 3: Determination of hydrogen, helium, inert gases and hydrocarbons up to C8.
ISO/DIS 6974-4	Natural gas - Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography - Part 4: Determination of nitrogen, carbon dioxide and hydrocarbons (C1 up to C5 and C6+) for a laboratory and on-line measuring system.
ISO/DIS 6974-5	Natural gas - Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography - Part 5: Determination of nitrogen, carbon dioxide and hydrocarbons (C1 up to C5 and C6+) for a laboratory and on-line process application.
ISO/DIS 6974-6	Natural gas - Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography - Part 6: Determination of hydrogen, oxygen, nitrogen, carbon dioxide and hydrocarbons up to C8 using three capillary columns.
ISO 6975:1997	Natural gas - Extended analysis - Gas-chromatographic method.
ISO 6976:1995	Natural gas - Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe index from composition.
ISO 6978:1992	Natural gas - Determination of mercury.
ISO 10101-1:1993	Natural gas - Determination of water by the Karl Fischer method - Part 1: Introduction.

ISO 10101-2:1993	Natural gas - Determination of water by the Karl Fischer method - Part 2: Titration procedure.
ISO 10101-3:1993	Natural gas - Determination of water by the Karl Fischer method - Part 3: Coulometric procedure.
ISO 10715:1997	Natural gas - Sampling guidelines.
ISO 10723:1995	Natural gas - Performance evaluation for on-line analytical systems.
ISO 11541:1997	Natural gas - Determination of water content at high pressure.
ISO 12213-1:1997	Natural gas - Calculation of compression factor - Part 1: Introduction and guidelines.
ISO 12213-2:1997	Natural gas - Calculation of compression factor - Part 2: Calculation using molar-composition analysis.
ISO 12213-3:1997	Natural gas - Calculation of compression factor - Part 3: Calculation using physical properties.
ISO 13443:1996	Natural gas - Standard reference conditions.
ISO 13688:1998	Natural gas - Quality designation.
ISO 13734:1998	Natural gas - Organic sulfur compounds used as odorants - Requirements and test methods.
ISO 14111:1997	Natural gas - Guidelines to traceability in analysis.
ISO/DIS 14532	Natural gas - Terminology.
ISO/DIS 15403	Natural gas - Designation of the quality of natural gas for use as a compressed fuel for vehicles.

**ASTM – American Society for Testing and Materials**

D1070-85(1998)	Standard Test Methods for Relative Density of Gaseous Fuels
D1071-83(1998)	Standard Test Methods for Volumetric Measurement of Gaseous Fuel Samples
D1072-90(1994)e1	Standard Test Method for Total Sulfur in Fuel Gases
D1142-95	Standard Test Method for Water Vapor Content of Gaseous Fuels by Measurement of Dew-Point Temperature
D1826-94(1998)	Standard Test Method for Calorific (Heating) Value of Gases in Natural Gas Range by Continuous Recording Calorimeter
D1945-96	Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography
D1988-91(1995)e1	Standard Test Method for Mercaptans in Natural Gas Using Length-of-Stain Detector Tubes
D3588-98	Standard Practice for Calculating Heat Value, Compressibility Factor, and Relative Density of Gaseous Fuels
D3700-94	Standard Practice for Containing Hydrocarbon Fluid Samples Using a Floating Piston Cylinder
D4084-94	Standard Test Method for Analysis of Hydrogen Sulfide in Gaseous Fuels (Lead Acetate Reaction Rate Method)
D4150-99	Standard Terminology Relating to Gaseous Fuels

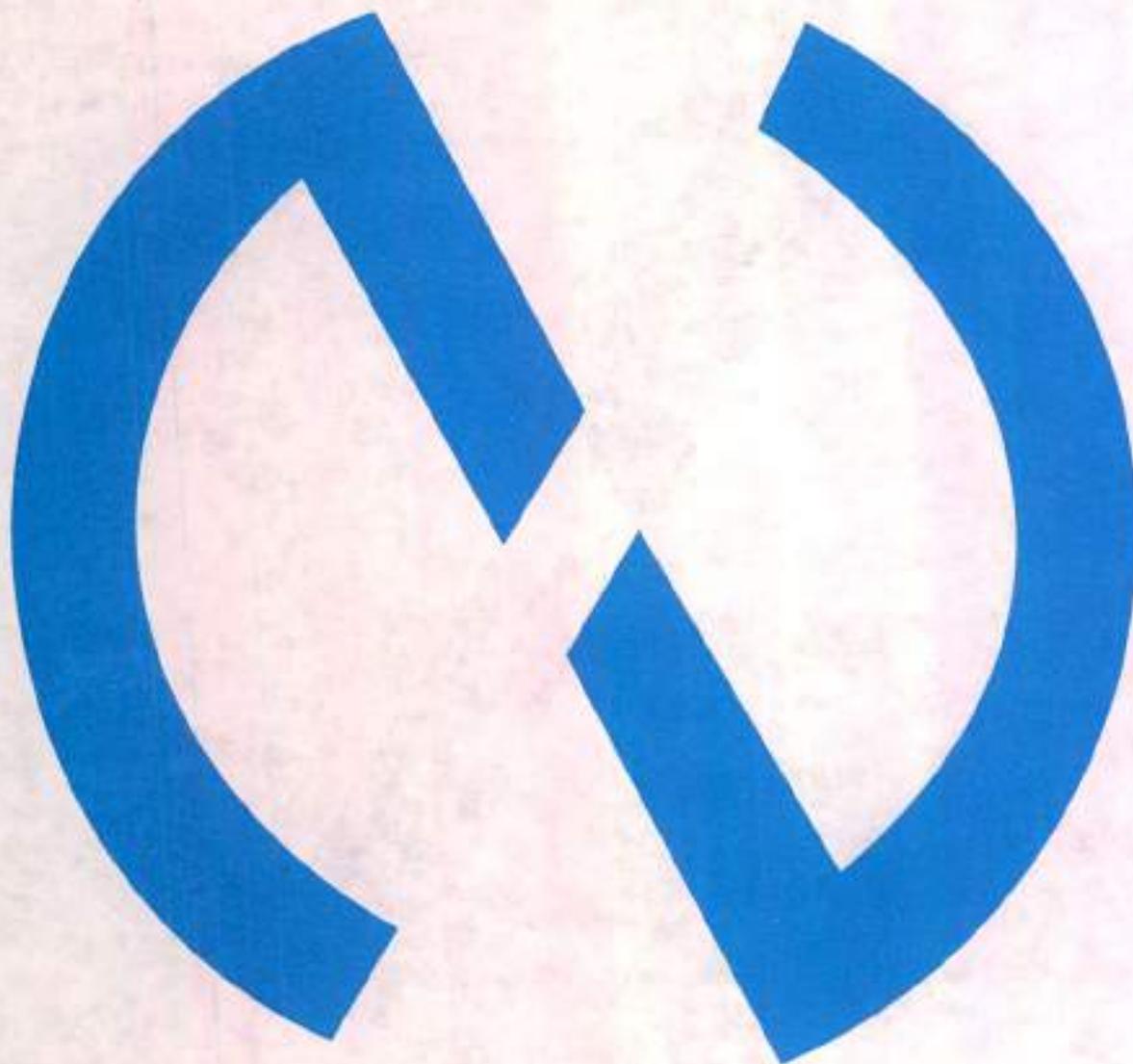
D4468-85(1995)e1	Standard Test Method for Total Sulfur in Gaseous Fuels by Hydrogenolysis and Rateometric Colorimetry
D4810-88(1994)e1	Standard Test Method for Hydrogen Sulfide in Natural Gas Using Length-of-Stain Detector Tubes
D4888-88(1993)e1	Standard Test Method for Water Vapor in Natural Gas Using Length-of-Stain Detector Tubes
D4891-89(1994)e1	Standard Test Method for Heating Value of Gases in Natural Gas Range by Stoichiometric Combustion
D4984-89(1994)e1	Standard Test Method for Carbon Dioxide in Natural Gas Using Length-of-Stain Detector Tubes
D5287-97	Standard Practice for Automatic Sampling of Gaseous Fuels
D5454-93	Standard Test Method for Water Vapor Content of Gaseous Fuels Using Electronic Moisture Analyzers
D5503-94	Standard Practice for Natural Gas Sample-Handling and Conditioning Systems for Pipeline Instrumentation
D5504-98	Standard Test Method for Determination of Sulfur Compounds in Natural Gas and Gaseous Fuels by Gas Chromatography and Chemiluminescence
D5954-98	Standard Test Method for Mercury Sampling and Measurement in Natural Gas by Atomic Absorption Spectroscopy
D6228-98	Standard Test Method for Determination of Sulfur Compounds in Natural Gas and Gaseous Fuels by Gas Chromatography and Flame Photometric Detection
D6273-98	Standard Test Methods for Natural Gas Odor Intensity
D6350-98	Standard Test Method for Mercury Sampling and Analysis in Natural Gas by Atomic Fluorescence Spectroscopy
E681-98	Standard Test Method for Concentration Limits of Flammability of Chemicals (Vapor and Gases)

**GPA – Gas Processors Association**

GPA Standard 2145	Physical Constants for Paraffin Hydrocarbons and Other Components of Natural Gas. Data are given in both English and SI Units.
GPA Standard 2166-85	Obtaining Natural Gas Samples for Analysis by Gas Chromatography.
GPA Standard 2172-96	Calculation of Gross Heating Value, Relative Density, and Compressibility of Natural Gas Mixtures from Compositional Analysis.
GPA Standard 2261-95	Analysis for Natural Gas and Similar Gaseous Mixtures by Gas Chromatography.
GPA Standard 2265-68	GPA Standard for Determination of Hydrogen Sulfide and Mercaptan Sulfur in Natural Gas (Cadmium Sulfate-Iodometric Titration Method).
GPA Standard 2286-95	Tentative Method of Extended Analysis for Natural Gas and Similar Gaseous Mixtures by Temperature Programmed Gas Chromatography.
GPA Standard 2377-86	Test for Hydrogen Sulfide and Carbon Dioxide in Natural Gas Using Length of Stain Tubes.
GPA Publication 1167-83	GPA Glossary-Definition of Words and Terms Used in the Gas Processing Industry.

GPA Reference Bulletin Heating Value as a Basis for Custody Transfer of Natural Gas. A reference to provide authoritative interpretation of accepted procedures for determining heating values.

Participaron en la elaboración de esta Norma: Gómez, Redescal; Moreno, Teresita; Ochoa, Pedro; Soto, Gustavo; Tahán, Richard.



## ANEXO A (Informativo)

Este anexo, que tiene fines informativos, se incluye para explicar algunas de las razones para las especificaciones exigidas en esta norma.

Esta norma está orientada a fijar las especificaciones mínimas de calidad del gas natural para que se pueda introducir en cualquier sistema de transporte, almacenamiento y distribución de gas de las características indicadas en la parte respectiva de la norma, ubicados en cualquier lugar de la geografía nacional, y, a través del tiempo, en el corto y largo plazo. Esto sin menoscabo de que se puedan establecer especificaciones más exigentes en el futuro.

Por lo tanto, la composición precisa del gas puede ser diferente, entre una fuente de suministro y otra, entre un sistema de transporte y almacenamiento y otro y entre un momento y otro, como resultado de las características diferentes que puede cada yacimiento, las variaciones que éstos puedan tener a través del tiempo en las diferentes etapas de su explotación, también como resultado de la incorporación progresiva de diferentes procesos de purificación del gas, y de extracción de líquidos del mismo, resultado de mezclas de diferentes corrientes de gas, el impacto que en éstas tengan los cambios en la distribución geográfica de la demanda de gas.

Se fijan así, un rango amplio para el contenido de metano, rangos más estrechos para los otros hidrocarburos, y rangos estrechos a los contaminantes. De esta manera se pretende que exista cierta flexibilidad en la composición del gas, que no imponga exigencias que no sean factibles de cumplir para todos los sistemas a la vez, y además, cierta flexibilidad, que permita la evolución, a través del tiempo, en la purificación del gas y la extracción de líquidos del mismo.

Por otra parte, como los gases de diferente composición pueden tener características de combustión diferentes, a menos que sean intercambiables, el cambio de composición del gas que se suministra a un sistema de distribución de gas específico, puede ocasionar que se requiera reajustar la presión de suministro del gas a los equipos de utilización, o reajustar o modificar éstos, ya que de lo contrario podrían presentarse problemas de seguridad, contaminación o ineficiencia.

Además, los consumidores domésticos y comerciales son los más numerosos y desvalidos de pericia propia para realizar estos cambios, que requerirían de al menos la información técnica de la empresa proveedora del gas, es conveniente que los cambios de composición del gas que requieran reajustes o modificaciones de equipos, no sean frecuentes ni súbitos. También los consumidores industriales, pueden requerir de ajustes, dependiendo del tipo de equipos.

Por lo tanto, en esta norma, además de las limitaciones en la composición y en el rango general del Índice de Wobbe para definir la calidad del gas en diferentes sistemas o en momentos muy distantes en el tiempo, se establecen reglas para limitar las fluctuaciones del Índice de Wobbe en un mismo sistema, en un lapso corto, lo cual indirectamente impone limitaciones adicionales en la composición del gas en un mismo sistema, con mayor flexibilidad, que con la imposición directa de la composición detallada del gas.

A continuación, se explican algunas bases para las limitaciones establecidas a algunos componentes y al Índice de Wobbe, y se explican también algunos aspectos relacionados con la combustión del gas.

### A.1 OXÍGENO

El exceso de oxígeno sobre el límite establecido puede causar corrosión del acero. En cantidades muy grandes se agrega el problema del riesgo de explosión.

### A.2 HIDRÓGENO

Se ha limitado el hidrógeno para prevenir problemas de retorno de llama en los quemadores. El hidrógeno tiene una velocidad de frente de llama muy alta, y tiene una influencia muy grande en el proceso de combustión en quemadores diseñados para gas natural. El hidrógeno no es un componente normalmente encontrado en el gas natural asociado a petróleo, pero puede estar presente en gases de otras fuentes, tales como gases sintéticos, que eventualmente sean mezcladas con gas natural.

### A.3 MONÓXIDO DE CARBONO

Se ha limitado el monóxido de carbono por ser un gas muy tóxico y por tener características de combustión diferentes al gas natural. El monóxido de carbono no es un componente normalmente encontrado en el gas natural asociado a petróleo, pero puede estar presente en gases de otras fuentes, tales como gases sintéticos, que eventualmente sean mezcladas con gas natural, y también pudiera estar presente en gas natural proveniente de yacimientos de petróleo que hayan sido sometidos a combustión in situ.

### A.4 SULFURO DE HIDRÓGENO

Esta limitación es necesaria por el efecto corrosivo del sulfuro de hidrógeno en tuberías metálicas. Además, sulfuro de hidrógeno podría causar problemas, directa o indirectamente, en los equipos de utilización del gas, tales como en algunos equipos de procesos petroquímicos, obstrucción de pilotos con sus productos de corrosión.

Por otra parte, el sulfuro de hidrógeno es un tóxico, cuya concentración permisible en el aire está limitada. Con los límites de su concentración en el gas exigidos en esta norma, su concentración en aire en caso de escape de gas es muy baja, comparada con el límite bajo de explosividad del gas (aprox. 5%v de gas en aire), con el límite de alarma y evacuación (aprox. 1%v de gas en aire) en aire, y con el límite mínimo de oxígeno en aire por desplazamiento, por lo cual con la sola detección del gas, ya queda excluida la posibilidad de exceder el límite de sulfuro de hidrógeno en el aire.

### A.5 AZUFRE TOTAL

Esta limitación es necesaria por el efecto corrosivo en tuberías metálicas por los compuestos de azufre presentes en el gas. Además, los compuestos azufrados podrían causar, directa o indirectamente, problemas en los equipos de utilización del gas, tales como en algunos equipos de procesos petroquímicos, obstrucción de pilotos con sus productos de corrosión, y por la formación de gases ácidos en los productos de combustión, que podrían causar corrosión y problemas sanitarios y ambientales.

### A.6 VAPOR DE AGUA

Esta limitación es necesaria para evitar problemas de corrosión, causada por el sulfuro de hidrógeno y el dióxido de carbono en presencia de agua. También es necesaria para evitar la formación de hidratos. La concentración máxima de  $112 \text{ mg/m}^3$  ( $7 \text{ lb}/10^6 \text{ SCF}$ ) exigidas en esta norma es adecuada para prevenir la formación de hidratos en sistemas de transporte y distribución que operan a presiones menores de hasta un orden de 7 a 8,5 Mpa (1000 a 1200 psig), pero en ciertos casos como en gasoductos a mayores presiones y en el gas comprimido puede ser conveniente un límite menor. En éste último caso puede ser necesario completar la deshidratación en el sitio de llenado.

### A.7 PUNTO DE ROCÍO DE HIDROCARBUROS

La limitación del punto de rocío de hidrocarburos permite controlar el nivel de hidrocarburos pesados en el gas, los cuales pueden causar condensación de hidrocarburos en algunas condiciones de presión y temperatura. El punto de rocío de hidrocarburos del gas y la fracción de fase líquida, dentro de la región bifásica, dependen de la composición del gas, y son extremadamente dependientes de la presencia de hidrocarburos pesados, por lo cual, cuando se determinan mediante cálculo a partir de la composición, se debe usar un análisis extendido y una correlación adecuada. La condensación de hidrocarburos en los sistemas de transmisión y distribución reduce su capacidad, y puede producir interrupciones y mala operación de instrumentos automáticos; y las instalaciones convencionales para separar el condensado del gas y mitigar sus efectos pueden resultar onerosas. Por otra parte, en los equipos de utilización del gas la entrada de condensado debe ser evitada, pues puede causar problemas de seguridad y de operación o daños a equipos, a veces severos, como en los casos de la entrada de condensado en una cámara de combustión o en un artefacto doméstico, o daños en equipos de plantas químicas o metalúrgicas. Por lo tanto, aunque pudiera resultar aconsejable, como medida preventiva, el uso de filtros de líquidos en algunos tipos de instalaciones, también es conveniente restringir la entrada, a dichos sistemas, de gas de composición tal que pueda provocar condensación en el sitio de entrada o aguas abajo.

### A.8 TEMPERATURA

La temperatura máxima y mínima deben ser limitadas. Una temperatura muy alta puede afectar adversamente la resistencia y la Máxima Presión de Operación Admisible o Permitida (MPOA) de tuberías metálicas y plásticas, el revestimiento anticorrosivo de tuberías, la capacidad de transporte, las partes blandas de válvulas, etc., y en el caso de estaciones y tuberías superficiales puede causar problemas de seguridad. Una

temperatura muy baja puede afectar adversamente los sistemas por cambios en el comportamiento de materiales y equipos, condensación de agua e hidrocarburos y formación de hidratos.

#### A.9 CARACTERÍSTICAS DE COMBUSTIÓN

Una de las funciones principales de una especificación de gas es asegurar que el gas que ella describe sea apropiado para ser utilizado en los artefactos a los cuales se suministra ese gas. También sirve para establecer criterios de diseño de esos artefactos. Si el gas no es apropiado, resulta una combustión insatisfactoria, lo cual se hace evidente por la aparición de anomalías en la llama, tales como desprendimiento o retorno de llama, llama de puntas amarillas, formación de hollín, combustión incompleta. Todas estas anomalías tienen una relación muy importante con el Índice de Wobbe, y también están relacionadas con la composición del gas.

La evaluación más directa de las anomalías de la llama, es dada por varios índices de combustión y diagramas de predicción, resultantes de estudios de intercambiabilidad de gas realizados en diferentes países durante los últimos 70 años. En general, estos sistemas experimentales son complicados para ser incluidos en una norma de calidad de gas, en la cual es esencial que los requisitos sean simples y de rápida verificación. Además, habría el problema de incluir métodos, que pudieran ser incorporados a los contratos de largo plazo y que pudieran ser actualizados o desplazados por otros, bien sea como resultado de mejores formas de predecir la intercambiabilidad de gas o como resultado de acuerdos internacionales. De hecho en la norma ISO 13696, se incluyen los métodos de evaluación de intercambiabilidad de gas de USA, UK, Alemania y Francia, pero aún no se han unificado.

Estudios realizados durante la preparación del proyecto original de norma de calidad de gas de Nueva Zelanda, en 1990, revelaron que la densidad relativa tiene una relevancia más fundamental para la predicción de anomalías de la llama de lo que previamente se pensaba. La densidad relativa en combinación con el Índice de Wobbe determinan suficientemente lo apropiado que pueda ser el gas, como para asegurar una llama libre de anomalías en artefactos ajustados, de acuerdo a normas apropiadas, con gases de prueba.

Por lo tanto, mientras surjan mejores métodos internacionalmente aceptados, y/o se realicen en Venezuela estudios al respecto, se han usado en esta norma las propiedades del Índice de Wobbe y la Densidad Relativa para limitar la variabilidad en la composición del gas, con la finalidad de definir la intercambiabilidad del gas, conjuntamente con las limitaciones expresas de la composición.

Además, la simplificación adoptada, en cuanto a la intercambiabilidad del gas, es posible porque prácticamente se han excluido el hidrógeno y el monóxido de carbono, que pertenecen a otra familia de gases combustibles, de los componentes mayoritarios del gas.

#### A.10 ÍNDICE DE WOBBE

El Índice de Wobbe es una medida de la tasa de suministro de cantidad de energía (cantidad de energía por unidad de tiempo) a un quemador, a presión constante, y también se relaciona con la capacidad del gas de arrastrar aire primario en el orificio del quemador. Un cambio en el Índice de Wobbe del gas, resulta en un cambio proporcional en la energía de obtenida de todos los artefactos y equipos suministrados, y en la capacidad de los sistemas de transporte y distribución.

El rango permisible del Índice de Wobbe es al menos tan importante como su valor nominal o de referencia, porque dicho en rango se espera que los artefactos de utilización del gas, correctamente diseñados, instalados, ajustados y operados, funcionen con seguridad. Un Índice de Wobbe muy bajo puede causar un desprendimiento de llama, uno muy alto puede dar lugar a emisiones inaceptables de monóxido de carbono.

Como el límite establecido en esta norma al máximo contenido de humedad es muy bajo, el efecto de la humedad no se incluyó en los requisitos. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que para el cálculo riguroso de la proporcionalidad entre la cantidad de energía que pasa por el orificio de un quemador y el Índice de Wobbe, la humedad del gas puede ser importante, sobre todo cuando por algún motivo el contenido de vapor de agua exceda el límite establecido.

#### A.11 DENSIDAD RELATIVA

Los trabajos de investigación sobre la intercambiabilidad del gas natural se han enfocado en los cambios en las características de combustión producidos por la presencia de hidrocarburos pesados y gases inertes.

Los hidrocarburos pesados etano, propano y butano, tienen una calidad de combustión superior a la del metano, y cuando están presentes en el gas mejoran la estabilidad de la llama. Ellos incrementan la velocidad máxima sin desprendimiento de llama y amplían los límites de estabilidad de llama, especialmente en la región

de mezcla pobre gas-aire. Aunque los hidrocarburos más pesados tienen propiedades de transporte menos favorables que el metano, la desventaja es más que compensada por sus mejores propiedades de combustión. Esta aplica a la práctica mayoría de los quemadores con aireación por premezcla o difusión que se estabilizan por recirculación. Esto, no obstante, no aplica a quemadores de chorro laminar, porque en esos casos las propiedades de transferencia de calor se hacen más importantes.

Por otra parte, tanto el nitrógeno como el dióxido de carbono reducen la calidad de la estabilidad de la llama. El efecto es mayor con el dióxido de carbono. Si un quemador tiene una característica inferior de estabilización de llama, el efecto de un mayor contenido de nitrógeno en un gas natural en su capacidad térmica será directamente influido, no solo por el menor valor calorífico, sino por el deterioro en la estabilidad de la llama. Por otra parte, si un quemador tiene una buena característica de estabilización de llama, su capacidad térmica será influida solamente por el menor valor calorífico.

Todas las propiedades del gas natural son afectadas por su composición, y algunas de estas propiedades pueden ser usadas como indicadores de composición. Algunas especificaciones imponen límites al valor calorífico, el cual puede ser usado como un indicador de composición, pero no es ideal, porque el efecto en el valor calorífico de los gases inertes y de los hidrocarburos más pesados se compensan.

Un mejor indicador de composición del gas natural es la densidad relativa, ya que hay una gran disparidad entre la densidad relativa del metano (0,55) y todos los otros componentes del gas natural, que van desde alrededor de 1 para el nitrógeno y el etano, a cerca de 1,5 para el dióxido de carbono y el propano, a 2,0 para el butano, y todavía más para hidrocarburos más pesados. Tanto los gases inertes como los hidrocarburos más pesados incrementan la densidad relativa del gas en una proporción similar a su indeseabilidad en el gas. Por lo tanto la densidad relativa es un indicador sensible de lo apropiada que pueda ser la composición del gas.

#### A.12 SUSTANCIAS TÓXICAS O DAÑINAS

En la literatura se ha encontrado que sustancias, como las siguientes, que a partir de ciertas concentraciones pueden ser tóxicas, o ser dañinas para la salud y el ambiente, incluyendo la capa de ozono, o ser inconvenientes de alguna manera, pueden estar presentes en el gas natural, o en gases sintéticos que puedan ser mezclados con el mismo, que eventualmente pueden fugar hacia el ambiente de las tuberías o aparatos, o pueden estar presentes en los gases de combustión del gas natural. Algunas de esas sustancias que pudieran estar presentes, no necesariamente son de origen natural, sino que son introducidas como consecuencia del manejo del gas o de reacciones químicas que suceden en el mismo. Con esto no se pretende decir que otros combustibles, fósiles o nucleares, tengan menores efectos contaminantes. Hay que tener siempre presente que "La energía más verde es la que se ahorra". Las sustancias son:

Compuestos inorgánicos:

- ✓ Dióxido de Carbono
- ✓ Monóxido de Carbono
- ✓ Óxidos de azufre
- ✓ Óxidos de Nitrógeno
- ✓ Ácido cianhídrico y cianuros
- ✓ Halógenos
- ✓ Amoníaco y compuestos amoniacales

Compuestos orgánicos que son constituyentes mayoritarios del gas natural:

- ✓ Metano
- ✓ Etano
- ✓ Propano
- ✓ Butanos
- ✓ Pentanos

✓ Hexanos

Otros Compuestos Orgánicos:

✓ Acenafteno

✓ Acenaftileno

✓ Acetaldehido

✓ Acroleína

✓ Dimetil benza-antraceno

✓ Benzoantarceno

✓ Benceno

✓ Benzopireno

✓ Benzofluoranteno

✓ Benzoperileno

✓ Butano

✓ Criseno

✓ Dibenzcontraceno

✓ Diclorobenceno

✓ Etilbenceno

✓ Fenantreno

✓ Fluoranteno

✓ Fluoreno

✓ Formaldehido

✓ Indenopireno

✓ Metilnaftaleno

✓ Metilcloranteno

✓ Naftaleno

✓ Pireno

✓ Policloruros de Bifenilo (PCB's)

✓ Tolueno

✓ Xileno

Elementos Radioactivos:

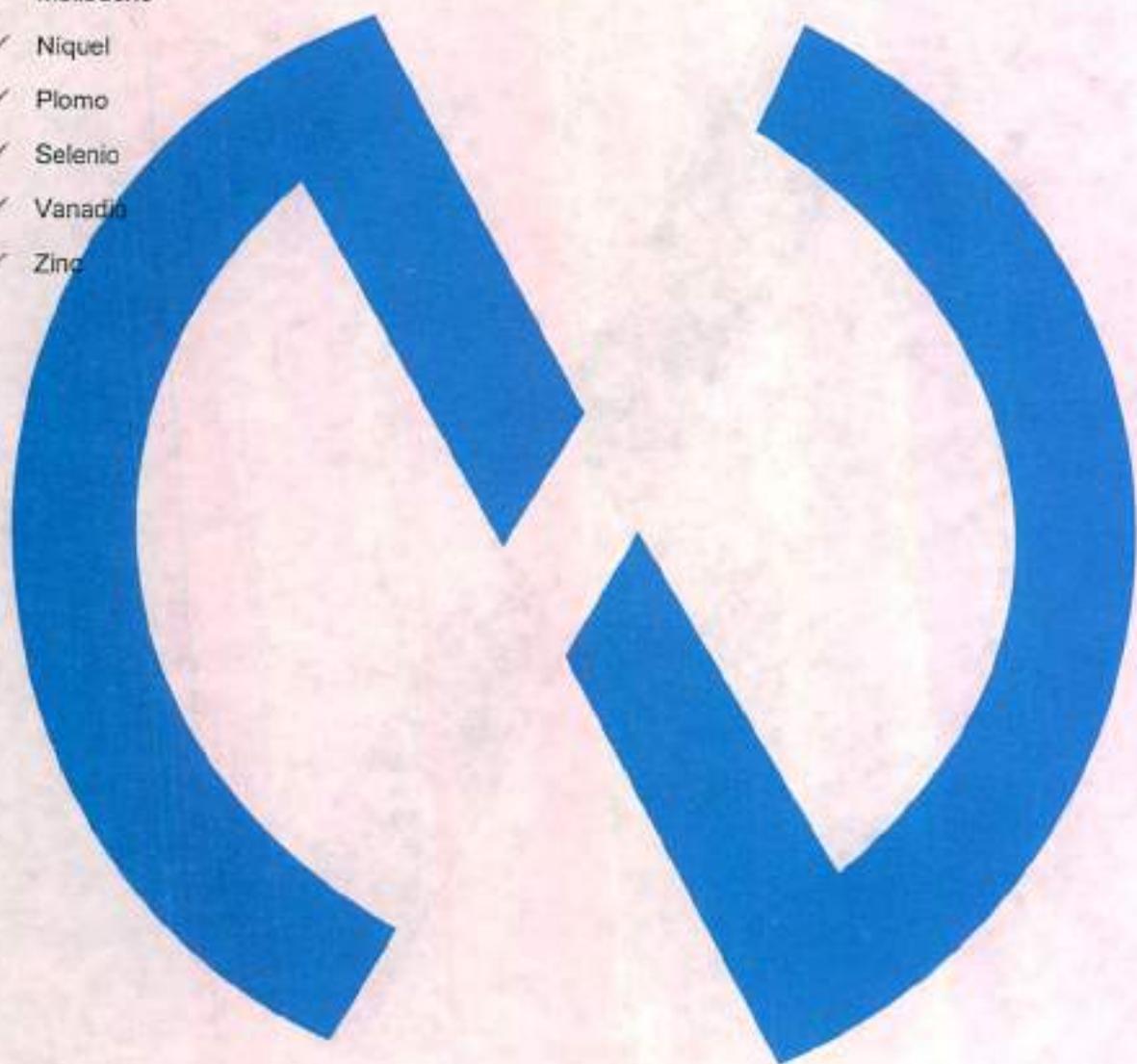
✓ Radón

Metales:

✓ Arsénico

✓ Bario

- ✓ Berilio
- ✓ Cadmio
- ✓ Cromo
- ✓ Cobalto
- ✓ Cobre
- ✓ Manganeso
- ✓ Mercurio
- ✓ Molibdeno
- ✓ Niquel
- ✓ Plomo
- ✓ Selenio
- ✓ Vanadio
- ✓ Zinc



**COVENIN**  
**3568-1:2000**

**CATEGORÍA**  
**D**

---

**FONDONORMA**  
**Av. Andrés Bello Edif. Torre Fondo Común Pisos 11 y 12**  
**Tel. 575.41.11 Fax: 574.13.12**  
**CARACAS**



**publicación de:** FONDONORMA

**I.C.S: 75.060**

**ISBN: 980-06-2549-6**

**RESERVADOS TODOS LOS DERECHOS**  
Prohibida la reproducción total o parcial, por cualquier medio

---

**Descriptores: Gas natural, característica de calidad, definición, terminología.**