

Calidad del Gas Natural

Análisis Comparativo Mercosur

Por la Comisión Calidad de Gas del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas

El gas natural crudo, proveniente de los yacimientos, contiene impurezas y contaminantes o productos no deseables, que es necesario remover para lograr su adecuado transporte y distribución, como así también obtener un producto apropiado para su utilización.

En este sentido, cada país de la región tiene sus propias especificaciones que dependen básicamente de ciertas reglas técnicas esenciales, de la rigurosidad climática y de las características del gas natural crudo predominante, y que son importantes compatibilizar sobre todo en este momento donde cada vez se habla más de un Mercado Común Energético.

Dentro de este contexto, a pedido del Instituto Brasileño del Petróleo (IBP), la Comisión Calidad de Gas del IAPG efectuó un análisis comparativo de las especificaciones de calidad del gas natural de nuestro país, Brasil y Bolivia. El que sigue es el análisis correspondiente.

El gas natural crudo, proveniente de los yacimientos, contiene impurezas y contaminantes o productos no deseables, que es necesario remover para lograr su adecuado transporte y distribución, como así también obtener un producto apropiado para su utilización.

Las impurezas y contaminantes presentes en el gas natural que revisten importancia son:

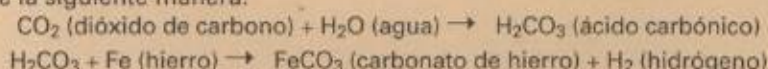
- Vapor de agua (H_2O).
- Dióxido de carbono (CO_2).
- Inertes totales (N_2+CO_2).
- Sulfuro de hidrógeno (SH_2).
- Otros compuestos de azufre (COS, RSH, etc.).
- Hidrocarburos condensables (HC).
- Partículas sólidas y líquidas.

El agua, en estado líquido, es el elemento que provoca mayores perjuicios al transporte y a la cañería en sí, por la formación de hidratos de gas que pueden obstruir parcial o totalmente el gasoducto; y por su acción corrosiva sobre el material, en combinación con el dióxido de carbono y/o el sulfuro de hidrógeno presentes en el gas.

El dióxido de carbono, además de su acción corrosiva sobre el material de la cañería (en combinación con el agua

líquida), actúa como producto inerte reduciendo el contenido calórico del gas, en su utilización como combustible.

En la corrosión carbónica, como en toda aquella de tipo electroquímico, la existencia de agua libre es una condición necesaria; y tanto la cantidad como la calidad (contenido de sales) son factores determinantes del nivel de corrosión. Por ello es la importancia de una buena deshidratación. La acción corrosiva del dióxido de carbono se puede expresar químicamente de la siguiente manera:



La experiencia de campo realizada a nivel mundial

Presión parcial del CO_2 > 30 psi → Presencia de corrosión

Presión parcial del CO_2 3 a 30 psi → Corrosión probable

Presión parcial del CO_2 < 3 psi → No hay corrosión

Teniendo en cuenta que la relación entre la presión parcial de un gas componente de una mezcla de gases y la presión total de dicha mezcla está dada por: $PpCO_2 = Ptotal \times \% \text{ molar } CO_2$

La anterior clasificación puede expresarse en función del contenido de CO_2 , como sigue:

Si la $Ptotal = 75 \text{ Bar}$
> 2,75% molar
0,28 a 2,75% molar
< 0,28% molar

Si la $Ptotal = 60 \text{ Bar}$
> 3,45% molar
0,35 a 3,45% molar
< 0,35% molar

→ Presencia de corrosión
→ Corrosión probable
→ No hay corrosión

Cuadro 1. Especificaciones de Calidad del Gas Natural - ARGENTINA - Res. ENARGAS 622/98

(Condiciones de referencia: 15°C y 101,325 kPa, excepto donde se indica).

Especificaciones de Calidad del Gas Natural. Contenidos máximos de:	Especificaciones básicas	Limites flexibilizados	Método de control
Vapor de agua (H ₂ O)	65mg/m ³		ASTM D 1142 (5)
Dióxido de carbono (CO ₂)	2,5% molar (2)	3% molar	ASTM D 1945 / GPA 2261
Nitrógeno (N ₂)	No especifica		
Total de inertes	4,5% molar (2)	f[PCs] (3)	ASTM D 1945 / GPA 2261
Oxígeno (O ₂)	0,2% molar		ASTM D 1945 / GPA 2261
Sulfuro de hidrógeno (SH ₂)	3mg/m ³	6mg/m ³	GPA 2377 (5)
Azufre entero	15mg/m ³	20mg/m ³	GPA 2377 (5)
Hidrocarburos condensables (HC)	-4°C a 5500 kPa Abs	PRHC= f[Caudal] (4)	GPA 2286 y Ecuación de Estado
Poder calorífico superior (PCs)	Mín. 8850 Kcal/m ³ - Máx. 10.200 Kcal/m ³	s/índice de Wobbe y PRHC	GPA 2172 / ISO 6976 (equivalentes a ASTM D 3588)
Densidad relativa al aire (G)	No especifica		AGA 3 y 7 / GPA 2172 / ISO 6976
Temperatura	50°C		No se especifica
Otras consideraciones	Libre de arena, polvos, gomas, aceite, glicoles y otras impurezas indeseables		No se especifica
Índice de Wobbe [PCs/v ⁻¹ G] (1)	Mín. 11.300 Máx. 12.470		ISO 6976

(1) Especificación incluida para el producto suministrado a los consumidores.

(2) En los sistemas de transporte los contenidos máximos de CO₂ y total de inertes son 2% y 4%, la posibilidad de alcanzar los valores indicados en el cuadro depende de la aceptación por parte del transportista correspondiente.

(3) Se admite que el contenido total de inertes se vea superado por presencia de nitrógeno (gas inocuo para sistemas de transporte y distribución / inerte calorífico) siempre y en cuanto se aporten calorías extras que contrarresten la presencia del nitrógeno.

(4) La resolución establece límites de punto de rocío de hidrocarburos en función de la temperatura y presión del gas natural transportado en el gasoducto troncal, además de la existencia de un acuerdo de corrección de calidad gas que asegure la calidad de la mezcla y de un procedimiento de verificación y control acorde.

(5) Se podrán, y en algunos casos se deberán, utilizar métodos físico-químicos específicos acordados entre las partes en virtud de la precisión que de éstos se puede obtener en contraposición con los indicados en la tabla.

Los inertes son principalmente el nitrógeno y el dióxido de carbono, ya que otros, como el helio y el argón, se encuentran tan sólo en niveles de trazas; reducen el contenido calorífico del gas, esto es, menos calorías para un mismo volumen de gas que otro de similares características pero que no contenga inertes.

El nitrógeno es generador de óxidos de nitrógeno (NO_x) formadores de la lluvia ácida. Ahora bien, el gran aporte a la generación de NO_x en la combustión del gas natural está dado por el nitrógeno contenido en el aire utilizado en la combustión, y su posibilidad de reducción está acotada al diseño tecnológico de los quemadores de gas natural.

El sulfuro de hidrógeno es un elemento que no sólo tiene una gran acción corrosiva sobre el material de la cañería (en presencia de agua), sino que ade-

más es un contaminante de alta toxicidad para el ser humano (10ppmv es el límite permisible de exposición -Occupational Safety and Health Administration, 1990-; 150ppmv provocan la pérdida del olfato y más de 500ppmv pueden ocasionar la muerte -National Safety Council, 1982-).

Otros compuestos de azufre, tales como el sulfuro de carbonilo (COS), el disulfuro de carbono (CS₂) y compuestos orgánicos sulfurados tales como los tioéteres (RSR), los tioácidos (RCOSH), los sulfóxidos (RSOR), las sulfonas (RSO₂R) y principalmente los mercaptanos (RSH), más conocidos como odorantes del gas natural. En la combustión son generadores de óxidos de azufre (SO_x), uno de los principales indicadores de la contaminación ambiental, componente de la lluvia ácida. En general, el gas natural tiene contenidos muy bajos de compuestos de azufre.

Los hidrocarburos condensables son productos que durante el transporte, dependiendo de la presión y la temperatura de operación, pueden condensar reduciendo la sección útil de la cañería, generando pérdidas de carga y potencia; como así también errores en los sistemas de medición e inconvenientes diversos en los sistemas de regulación y distribución.

Principalmente forman parte de éstos los hidrocarburos de alto peso molecular, como ser los hexanos, heptanos, octanos, etcétera.

Partículas sólidas y líquidas, básicamente provocan la abrasión de la cañería, de los cilindros compresores o álabes de equipos recompresores, asientos de válvulas y de elementos sensores; también son responsables del engranamiento de partes móviles, empastamiento de mallas y taponamiento de orificios. Dentro de esta categoría podemos incluir

Cuadro 2. Especificaciones de Calidad del Gas Natural - BRASIL - Portaria ANP 41/98
(Condiciones de referencia: 20°C y 1 atm., excepto donde se indica).

Especificaciones de Calidad del Gas Natural. Contenidos máximos de:	Especificaciones básicas	Límites flexibilizados (Región Norte y Nordeste)	Método de control
Vapor de agua (H ₂ O)	-45°C a 1 atm ⁽¹⁾	-39°C a 1 atm ⁽²⁾	ASTM D 5454
Dióxido de carbono (CO ₂)	2% volumen	3,5%	ASTM D 1945 / ISO 6974
Nitrógeno (N ₂)	No especifica		
Total de inertes	4% volumen	6%	ASTM D 1945 / ISO 6974
Oxígeno (O ₂)	0,5% volumen		ASTM D 1945 / ISO 6974
Sulfuro de hidrógeno (SH ₂)	20mg/m ³		ASTM D 5504 / ISO 6326-3
Compuestos de azufre	80mg/m ³		ASTM D 5504 / ISO 6326-3
Hidrocarburos condensables (HC)	No especifica		
Poder calórico superior (PCs) ⁽³⁾	Mín. 8000 Kcal/m ³ Máx. 12.500 Kcal/m ³		ASTM D 3588
Densidad relativa al aire (G) ⁽³⁾	Mín. 0,54 - Máx. 0,82		ASTM D 3588
Temperatura	No especifica		
Otras consideraciones	Libre de polvos, agua condensada, gomas, glicoles, hidrocarburos condensables, compuestos aromáticos, metanol y otras impurezas indeseables		No se especifica
Índice de Wobbe [PCs/ v ⁻¹ G]	No especifica		

(1) Equivale aproximadamente a 80mg/m³ de gas.

(2) Equivale aproximadamente a 160mg/m³ de gas.

(3) Se establecen tres grupos de distintos niveles de PCs y G, a saber: Bajo 8000/9000 - 0,54/0,60
Medio 8800/10200 - 0,55/0,69
Alto 10000/12500 - 0,66/0,82

a las arenas o sílice, residuos de petróleo, escoria, óxido de hierro, productos químicos utilizados en el procesamiento del gas (glicoles, aminas, antiespumantes, etc.) y aceites lubricantes de equipos compresores.

Por tales motivos es que *el Gas Natural debe tener, y de hecho tiene Especificaciones de Calidad.*

Cabe tener en cuenta que a nivel mundial existe gran variedad de especificaciones, de un país a otro y de un sistema de transporte a otro, las cuales dependen básicamente de ciertas reglas técnicas esenciales (sobre la base de lo descrito al inicio), de la rigurosidad climática y de las características del gas natural crudo predominante en la región.

Poder calórico. Como parte de las Especificaciones de Calidad del Gas Natural indudablemente estará su capacidad de entregar energía por unidad de volumen, ya que éste es el principal motivo por el cual

se requiere este recurso y sobre dicha base es que se le dará valor económico.

En el caso particular de la Integración regional de Sudamérica, ver en los cuadros 1, 2 y 3 las Especificaciones de Calidad del Gas Natural de la Argentina, Brasil y Bolivia respectivamente.

Consideraciones generales

- 1) Obviamente, muchas de las especificaciones están ajustadas a las características del gas natural predominante en la región, sin apartarse sensiblemente de los límites técnicamente comprometedores.
- 2) Se debe tener mucho cuidado respecto de los límites de SH₂, por cuanto un escape de gas domiciliario en un ambiente cerrado puede generar concentraciones de SH₂ tóxicamente comprometedoras.
- 3) Es importante que las normas de aplicación para el control sean lo más objetivas posible, que estén actualizadas (caso éste que se observa mejor en las ISO y en las GPA) y

que puedan aplicarse en campo. No es conveniente descalificar un método de control y/o un instrumental específico y moderno porque no está normado. El objetivo debe ser que todo instrumental que, contrastado contra un patrón, tiene precisión y repetibilidad dentro de lo que establecen las normas y/o los estándares de la industria, debe aceptarse.

- 4) En general, muchos métodos tienen normas ASTM, ISO y GPA o API, que son equivalentes.
- 5) Si se trabaja con porcentajes volumétricos se debe incorporar a la normativa la GPA 8173, por cuanto el instrumental de análisis generalmente trabaja sobre base molar (% molar) y por lo tanto debe asegurarse que la conversión esté de acuerdo con una norma.
- 6) No se debe menospreciar la importancia del índice de Wobbe por cuanto es un parámetro que se utiliza para determinar la calidad de la combustión de artefactos residenciales y aplicaciones industriales, especialmente en aquellas donde los procesos están programados por tiempo. En aplicaciones como el GNC no son aceptables rangos amplios de I.W., e inclusive los artefactos domiciliarios

tienen acotado su rango de funcionamiento. Para un determinado diseño de quemador, valores altos de I.W. generan mayor monóxido de carbono y valores bajos provocan el volado de la llama.

- 7) En cuanto al mercurio, si bien hasta ahora no se ha detectado su presencia a nivel domiciliario, se ha registrado su existencia a nivel yacimiento; quedando retenido en las plantas de procesamiento. Dado que es un elemento muy peligroso se deberían, al menos, realizar controles estadísticos y al azar.
- 8) Es importante acotar la posibilidad de condensación de hidrocarburos de alto peso molecular en virtud de que el gas natural generalmente presenta condensación retrógrada (para una misma temperatura, mayor posibilidad de condensación a menores presiones).
- 9) Respecto del CO₂, se debe tener muy claro que si el gas natural tiene un buen nivel de deshidratación (menos de 80mg/m³) los riesgos de corrosión carbónica son bajos (inclusi- ve con contenidos de CO₂ de hasta el límite de inertes que tienen las especificaciones precedentes). Es más, las cañerías sufren un deterioro mucho más relevante por corrosión catódica externa. No obstante, la presencia de CO₂ contribuye de manera significativa a la corrosión de las cañerías de cobre domiciliarias por presencia de SH₂ y O₂.
- 10) El método indicado en la norma ASTM D 1142 es exclusivamente para determinar el punto de rocío de agua y no es recomendada su extrapolación a la determinación del punto de rocío de hidrocarburos.

Consideraciones particulares a la Portaria ANP 41/98

Vapor de agua. El valor establecido como especificación básica (~ 80mg/m³) resulta satisfactorio. Este valor, que equivale a un punto de rocío por debajo de 0°C a presiones de 10.000 kPa, garantiza un margen apropiado de seguridad para prevenir condensación de agua y la consiguiente formación de hidratos. Mientras que el límite para la re-

Cuadro 3. Especificaciones de Calidad del Gas Natural – BOLIVIA - YPFB
(Condiciones de referencia: 20°C y 1,013Bar, excepto donde se indica).

Especificaciones de Calidad del Gas Natural. Contenidos máximos de:	Especificaciones básicas ⁽¹⁾	Método de control
Vapor de agua (H ₂ O)	95mg/m ³	ASTM D 1142
Dióxido de carbono (CO ₂)	1,5% volumen	ASTM D 1945
Nitrógeno (N ₂)	2% volumen	ASTM D 1945
Total de inertes	3,5% volumen	ASTM D 1945
Oxígeno (O ₂)	0,2% volumen	ASTM D 1945
Sulfuro de hidrógeno (SH ₂)	5mg/m ³	ASTM D 2385
Compuestos de azufre	50mg/m ³ ⁽³⁾	ASTM D 1072
Hidrocarburos condensables (HC)	0°C a 45kgf/cm ² M ⁽⁴⁾	ASTM D 1142
Poder calórico superior (PCs)	Mín. 9200 Kcal/m ³	ASTM D 3588
Densidad relativa al aire (G)	Mín. 0,59 – Máx. 0,69	ASTM D 3588
Temperatura	No especifica	
Otras consideraciones ⁽²⁾	Exento de agua libre, polvo, ceras, gomas, hidrocarburos aromáticos, glicoles, metanol y cualquier otra impureza indeseable	No se especifica
Índice de Wobbe [PCs/√G]	No especifica	

(1) Corresponde a las especificaciones para el Transporte/Exportación. Las internas para distribución y consumo son algo más flexibles. Además, existen flexibilizaciones en función del tiempo de ocurrencia de apartamiento a los parámetros especificados.

(2) Especifica además que no deberá tener más de 0,6 microgramos de mercurio por m³ de gas, medido por método acordado entre las partes.

(3) Especifica además que no deberá tener más de 15mg/m³ de mercaptanos, medido según ASTM D 2385.

(4) Especifica además que el punto de rocío de HC determinado dentro del rango de presiones de operación del gasoducto deberá ser 5°C inferior a la menor temperatura de operación medida en el gasoducto.

gión Norte y Nordeste (~ 160mg/m³), que representa un punto de rocío de 10°C a presiones de 10.000 kPa, puede resultar algo riesgoso.

Si bien la temperatura del gas en los gasoductos del Brasil es de esperar que sean superiores a los 15°C (por ejemplo, en el Norte argentino la temperatura del gas varía de 14°C en invierno a 31°C en verano), bien pueden existir puntos donde haya enfriamientos localizados (en válvulas, reducciones, tramos de cañerías aéreas, estaciones de medición y regulación, cruces de ríos, bañados, esteros, pantanos, etc.), los cuales se transforman en el lugar ideal para el inicio de la formación de hidratos; y luego aparecen los respectivos problemas operativos que pueden llegar a ser críticos.

Dióxido de carbono. La especificación básica (2% en volumen), si bien es razonable, no contempla la realidad re-

gional, actual y futura, del recurso.

Si se fija un valor límite de inertes totales, a los fines de definir la máxima tolerancia para el transporte de productos no combustibles, no es necesario ni conveniente poner una restricción adicional al CO₂. Si el objetivo es evitar corrosión carbónica, desde un punto de vista económico es más recomendable establecer mayores restricciones al contenido de vapor de agua que al dióxido de carbono.

Una gran experiencia en este sentido la han hecho los australianos, en virtud de las características de sus reservas de gas natural (con alto contenido de CO₂). Para resolver esto han establecido límites máximos de vapor de agua de 48mg/m³ y en dióxido de carbono de 4% molar.

Incrementar el nivel de deshidratación (por ejemplo de 80mg/m³ a 48mg/m³) en general es más económico que tener que eliminar pequeñas cantidades de CO₂ (por

ESPECIFICACIONES DE CALIDAD DE GAS NATURAL - CUADRO COMPARATIVO

Estados Unidos (1)

	Northern Natural Gas Co.	Pacific Gas Transmission Co.	Transwestern Pipeline Gas Co.	Florida Gas Transmission Co.	Southwest U.S. Company	Midwest U.S. Company	Southeast U.S. Company
Oxígeno (O ₂)	≤ 0,2% vol.	≤ 0,4% vol.	≤ 0,2% vol.	≤ 0,25% vol.	≤ 1% vol.	N/E	≤ 0,5% vol.
Nitrógeno (N ₂)	N/E	N/E	N/E	N/E	≤ 3% vol.	N/E	N/E
Dióxido de carbono (CO ₂)	≤ 2% vol.	≤ 2% vol.	≤ 3% vol.	≤ 3% vol.	≤ 3% vol.	≤ 3% vol.	≤ 2% vol.
Total de inertes (CO ₂ + N ₂)	N/E	N/E	≤ 4% vol.	≤ 3% vol.	N/E	≤ 4% vol.	N/E
Sulfuro de hidrógeno (H ₂ S)	≤ 5,72mg/m ³	≤ 5,72mg/m ³	≤ 5,72mg/m ³	≤ 5,72mg/m ³	≤ 11,44mg/m ³	≤ 5,72mg/m ³	≤ 22,88mg/m ³
Mercaptanos (RHS)	N/E	N/E	≤ 6,865mg/m ³	N/E	N/E	N/E	N/E
Azufre total (S)	≤ 457,6mg/m ³	≤ 228,8mg/m ³	≤ 17,16mg/m ³	≤ 228,8mg/m ³	≤ 274,6mg/m ³	≤ 457,6mg/m ³	≤ 457,6mg/m ³
Agua (H ₂ O)	≤ 96mg/m ³	≤ 65mg/m ³	≤ 112mg/m ³	≤ 112mg/m ³	≤ 112mg/m ³	≤ 112mg/m ³	≤ 112mg/m ³
Hidrocarburos líquidos (HC)	N/E	Pto. rocío ≤ -9,5 °C a P > 55 Bar	Libre de líquidos	N/E	N/E	N/E	N/E
No hidrocarburos (CO ₂ +N ₂ +O ₂)	N/E	N/E	N/E	N/E	≤ 4,5% vol.	N/E	N/E
Partículas líquidas y sólidas	Libre de	Libre de	Libre de sólidos	Libre de	N/E	N/E	N/E
Otras impurezas	N/E	N/E	Libre de tóxicos	N/E	N/E	N/E	N/E
Índice de Wobbe (4)	N/E	N/E	N/E	N/E	N/E	N/E	N/E
Densidad relativa	N/E	N/E	N/E	N/E	N/E	N/E	N/E
Poder calorífico superior	≥ 8454 Kcal/m ³	≥ 8454 Kcal/m ³	≥ 8632 Kcal/m ³	≥ 8899 Kcal/m ³	> 8454 y < 9789 Kcal/m ³	> 8454 y < 9789 Kcal/m ³	≥ 8899 Kcal/m ³

NOTA: N/E = No específica.

(1) En EE.UU. hay 22 TransCo con 2% de CO₂ como límite y 15 con 3%.

(2) En Australia existe un plan de reducción de ciertos límites (H₂O, SH₂ y azufre total).

(3) El gas de Groningue tiene un 14% vol. de N₂, por lo tanto existen dos zonas de distribución (una de gas pobre y otra de gas rico, con distintos límites de I.W.).

(4) El I.W. obedece a requerimientos para una buena combustión.

ejemplo del 4% al 2%), mientras que el resultado de una u otra alternativa puede resultar equivalente para la integridad de los sistemas de transporte. Además, no cabe la menor duda de que todo incremento de costos de tratamiento, tarde o temprano, se trasladará a los consumidores.

Total de inertes. El valor establecido como especificación básica (4% en volumen) resulta absolutamente razonable y coherente con la ecuación económica de los sistemas de transporte. No obstante, se debe tener en cuenta que la eliminación del nitrógeno puede resultar costosa y que una forma más económica de resolver esta situación es estableciendo requisitos más exigentes en cuanto a contenido calórico (*poder calórico*) de estos gases en particular, sin afectar otras especificaciones tales como hidrocarburos condensables e índice de Wobbe, y manteniendo la ecuación económica del transportista.

Los sistemas de distribución, y aún

más los consumidores, no son sensibles a estas medidas, siempre y cuando el poder calórico y el índice de Wobbe se mantengan dentro de cierto rango.

Oxígeno. La especificación establecida (0,5% en volumen) se encuentra dentro de los valores más altos consignados internacionalmente y dado que dicho valor, por sí solo, no representa riesgos ni inconvenientes de ninguna índole, no realizaremos otra consideración a este respecto más que "se debe tener en cuenta el efecto del oxígeno junto con el sulfuro de hidrógeno en la corrosión del cobre de los sistemas domiciliarios" (ver estudios al respecto del GRI).

Sulfuro de hidrógeno. El valor establecido en la especificación (20 mg/m³) resulta algo elevado en el contexto de prevenir corrosión en los sistemas de distribución (instalaciones de cobre), e inclusive en el contexto de la protección del consumidor en lo particular y del medio

ambiente en lo general, despojando a todo recurso energético de uso masivo de todo elemento que revista el más mínimo riesgo intangible o imperceptible.

Tanto los europeos como los americanos se han propuesto metas para llevar el límite máximo de SH₂ a valores de 5 a 6mg/m³. En algunos casos ya han sido alcanzados dichos valores, además, muchos otros países se han adherido a dicho objetivo.

Compuestos de azufre. Con relación a esta especificación (80mg/m³) podemos decir que resulta más que aceptable, teniendo en cuenta que por lo general la mayoría de los países son más permisivos al respecto, a pesar de sus implicancias ambientales, de sus posibles efectos corrosivos y del impacto que contenidos altos de compuestos de azufre pueden tener en el público en general, reportando aparentes peligrosas pérdidas de gas (por el olor característico), que en definitiva no lo son.

Australia (2)			Nueva Zelanda	Canadá	Europa	Bolivia	Argentina
Western Australia GGT	Western Australia Alinta	Tenneco Pipeline Trans.	NZS 5442	NOVA Corp. of Alberta	Gaz de France (3)	YPFB	TGN S.A. y TGS S.A.
≤ 0,2% vol.	≤ 0,2% vol.	≤ 0,2% vol.	≤ 0,1% molar	≤ 0,4% vol.	≤ 0,5% vol.	≤ 0,2% vol.	≤ 0,2% molar
N/E	N/E	N/E	N/E	N/E	Según la zona (*)	≤ 2% vol.	N/E
≤ 3,6% vol.	≤ 4% vol.	≤ 3% vol.	N/E	≤ 2% vol.	≤ 3% vol.	≤ 1,5% vol.	≤ 2% molar
≤ 7% vol.	≤ 5% vol.	N/E	N/E	N/E	N/E	≤ 3,5% vol.	≤ 4% molar
≤ 5mg/m ³	≤ 2mg/m ³	≤ 11,5mg/m ³	≤ 5mg/m ³	≤ 23mg/m ³	≤ 7mg/m ³	≤ 5mg/m ³	≤ 3mg/m ³
N/E	N/E	N/E	N/E	N/E	≤ 16,9mg/m ³	≤ 15mg/m ³	N/E
≤ 10mg/m ³	≤ 10mg/m ³	≤ 115mg/m ³	≤ 50mg/m ³	≤ 115mg/m ³	≤ 150mg/m ³	≤ 50mg/m ³	≤ 15mg/m ³
≤ 48mg/m ³	≤ 48mg/m ³	≤ 112mg/m ³	≤ 100mg/m ³	≤ 65mg/m ³	≤ 75mg/m ³	≤ 95mg/m ³	≤ 65mg/m ³
Pto. rocío ≤ 0°C a Presión de op.	Pto. rocío ≤ 0°C de 25 a 87,2 Bar	No condensados	Pto. rocío ≤ 2°C a 5 Mpa	Pto. rocío ≤ -10°C a Presión de op.	Pto. rocío ≤ -5°C de 1 a 80 Bar	Pto. rocío ≤ 0°C a 45 kg/cm ² M	Pto. rocío ≤ -4°C a 5500 KPa Abs.
N/E	N/E	N/E	N/E	N/E	N/E	N/E	N/E
N/E	N/E	N/E	N/E	Libre de	N/E ≤ 5mg/m ³	Exento de	≤ 100 l/MMm ³ ≤ 22,5Kg/MMm ³
No detectable glicol o metanol	N/E	N/E	N/E	N/E	< 2% CO ₂ , ≤ 10% H ₂ ≤ 10mg/m ³ Hg	≤ 0,6 µg/m ³ Hg	N/E
> 10.990 y < 12.300	> 11.275 y < 12.180	11.320 Avg.	> 10.990 y < 12.420	N/E	> 10.150 y < 13.420	N/E	> 11.300 y < 12.469
N/E	N/E	N/E	≤ 0,8	N/E	N/E	> 0,59 y < 0,69	N/E
> 8480 y < 10.100 Kcal/m ³	> 8910 y < 10.100 Kcal/m ³	8960 Kcal/m ³ Avg.	N/E	≥ 8605 Kcal/m ³	> 8200 y < 11.000 Kcal/m ³	> 9200 Kcal/m ³	> 8850 y < 10.200 Kcal/m ³

Hidrocarburos condensables.

En concordancia con la no especificación de este parámetro podemos decir que, en el contexto de una industria que aprovecha los recursos energéticos en su máxima expresión, hablar de hidrocarburos condensables (butanos y superiores) puede llegar a carecer de sentido; si en definitiva lo que quedará como gas natural será mayoritariamente metano y etano.

Poder calórico superior y densidad relativa al aire. Teniendo en cuenta que ambos parámetros determinan la calidad de la combustión, ya sea en términos económicos (energía entregada - PCs) como en términos técnicos (eficiencia de la combustión - I.W. = PCs/√G), los valores especificados muestran un rango significativamente amplio para ambos parámetros, que en definitiva puede resultar contraproducente a la hora de procurar una estandarización de los sistemas de combustión, ya sean industriales, comerciales y/o domiciliarios.

Si bien en varias partes del mundo se han establecido límites diferenciales para distintas regiones dentro de un mismo país, esto ha sido así ya que no existía otra alternativa para el aprovechamiento eficiente y económico de los recursos re-

gionales existentes. Si éste es el caso del Brasil, bien vale, si no, se debería analizar con más detalle para evitar futuras implicancias indeseables.

Internacionalmente se reconoce como rango de I.W. aceptable valores que van entre 11.300 y 12.420 [Kcal/m³] (47,3 a 52 [MJ/m³]). Valores por debajo o por arriba de este rango requerirán de equipos de combustión diseñados específicamente.

Los rangos resultantes de esta Portaria van desde 10.330 a 12.250 [Kcal/m³] para el Grupo B, desde 10.595 a 13.755 [Kcal/m³] para el Grupo M y desde 11.045 a 15.385 [Kcal/m³] para el Grupo A. Esto sin duda determina regiones con requerimientos distintivos de tipos de quemadores.

Referencias

- Portaria ANP 41/98, Agencia Nacional de Petróleo, Brasil.
- Resolución 622/98, Ente Nacional Regulador del Gas, Argentina.
- Especificaciones de Calidad de Gas de Yacimientos Petrolíferos Bolivianos.

- Gas Quality Specification, Office of Energy, Western Australia.
- New Zealand Standard NZS 5442/90, Specification for reticulated Natural Gas.
- Gas Quality Task Force, Final Report, Grid Integration Project, USA.
- British Gas Specification, Gas Engineering & Management - Sept'90.
- Gas Standards, ISO/TC193, ISO Committee Work.
- Gas Quality Specifications provided by US Gas Transmission Pipeline Companies.
- Gas Quality Specifications provided by NOVA Corporation of Alberta.
- Gas Research Institute reports, GRI 93/0122, March'93 and GRI 93/0418, December'93.
- Society of Petroleum Engineers papers, SPE N° 3741 and SPE N° 38.244.
- Fisher-Rosemount, *Natural Gas and Trace Moisture Measurements*.
- C. J. Cowper, *Gas Quality; what, how, why?* - January 25 '93.
- J.W. Graves and E. H. Sullivan, *Gas Gathering Systems and Transmission Lines*.
- Waard and Milliams, *Prediction of Carbonic Acid Corrosion in Natural Gas Pipelines*.