

Perspectiva de Análisis Tecnológico a los Límites de Especificación de la **CALIDAD DEL GAS NATURAL** Establecidos en la Regulación Colombiana

Sandra M. Hernandez Suarez (shernandez@cdtdegas.com)

Jose A. Fuentes Osorio (jfuentes@cdtdegas.com)

Henry Abril Blanco (habril@cdtdegas.com)

Corporación Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas



Todas las teorías son legítimas y ninguna tiene importancia. Lo que importa es lo que se hace con ellas. Jorge Luis Borges (1899-1986) Escritor argentino

Conjunto de teorías y de técnicas que permiten el aprovechamiento práctico del conocimiento científico, orientados a producir bienes y servicios de utilidad económica, social, y política.

En esta sección, cada semestre, expertos nacionales y/o extranjeros, ofrecerán artículos técnicos que buscan sensibilizar a nuestros lectores, acercándolos con conocimiento, a la aplicación de la metrología en las diferentes actividades de nuestra sociedad.

RESUMEN.

El presente documento ofrece una visión desde la ciencia y la tecnología (C&T), a los límites establecidos para la calidad del gas natural de acuerdo con la regulación colombiana y su relación con otros países del primer mundo. De acuerdo con el diccionario de la Real Academia Española, «Perspectiva» es el arte que enseña el modo de representar en una superficie, los objetos, en la forma y disposición con que aparecen a la vista. En este sentido, los autores plasman su visión, considerada en principio más ajustada a la realidad, que viene favorecida por el análisis del Estado del Arte, y por la distancia con que hasta el momento, el CDT de GAS apoya estos procesos en Colombia. Se genera una «alerta temprana» evaluando el escenario de mediano plazo en el cual podría estar inmerso nuestro país (inclusive con aplicación para los países de la comunidad andina) al hacerse realidad la integración energética de América Latina en la cual se visualiza la convergencia de diversas fuentes y composiciones de suministro y entrega de gas natural. En el cuerpo del documento, se relacionan las tendencias internacionales en torno al máximo aprovechamiento del energético y a la mitigación de los efectos que puedan causarse en cuanto a seguridad y medio ambiente. Finalmente se realiza un análisis desde la óptica de la Metrología Aplicada a los procesos, en donde se concluye la importancia de emprender acciones sinérgicas, que permitan generar «conocimiento colombiano» y aplicarlo para sugerir (introducir) cambios (de ser necesarios) a los límites señalados en la reglamentación colombiana estableciendo la conformidad en torno a criterios medibles, cuantificables y que estén al alcance del avance de la ciencia y la tecnología, buscando con ello, optimizar los recursos invertidos por el sector gas en asesorías e infraestructura y generando un beneficio real (seguridad y economía) para los consumidores finales.

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Panorama actual: Abastecimiento de gas natural en Colombia

En el contexto de las respetuosas discusiones presentadas durante la XIII Asamblea y Congreso Anual de NATURGAS se hizo evidente, que a medida que crecen los procesos de exploración, explotación y demanda, el mercado internacional del gas se acerca cada vez más a Colombia, lo cual implicaría la disponibilidad de gas natural procedente de diferentes fuentes, incluyendo aquellas asociadas al gas proveniente de otros países, e inclusive el fortalecimiento de los escenarios de exportación del energético. Este aspecto debe generar una «alerta temprana», no sólo en el sentido de la preparación necesaria para asumir las actividades de comercialización, sino también para el desarrollo de tareas específicas que requerirán de una alta competencia tecnológica al acceder a nuevas fuentes disponibles en el mercado, a las mayores exigencias de seguridad en el manejo y operación, a las mejoras en la confiabilidad del suministro y sin lugar a dudas, a la correcta medición de los volúmenes comercializados (recibidos y entregados) y al estricto control de los contaminantes presentes en el gas natural disponible para el consumo en Colombia a todos los niveles (domiciliario, industrial, térmico, petroquímico, etc.).

Al respecto desde 2009 ACIEM² mencionaba que los análisis de los escenarios futuros del gas natural en Colombia, indicaban que las reservas actuales cubrirían la demanda nacional total hasta mediados de 2018 y que si no se dieran nuevos descubrimientos de gas natural en los próximos años, Colombia tendría que suplir sus necesidades mediante la Importación y Regasificación de GNL³, y/o con GNC⁴ transportado en Barcazas, desde Trinidad y Tobago [1]. Así mismo, la SSPD⁵ en el Congreso de NATURGAS (2010), destacó que uno de los múltiples retos para garantizar la seguridad del mercado colombiano de gas natural, era introducir mayor flexibilidad y confiabilidad en el mercado del gas mediante la apertura al GNL, instalaciones de regasificación y apertura a un régimen claro de importaciones y exportaciones [2]. Igualmente para un escenario de mediano plazo el suministro de gas natural podría darse también a través de la integración energética de América Latina y el Caribe a la cual se refirió la ANH⁶ durante el mismo evento, donde destacó que “los mercados energéticos regionales se integrarán principalmente interconectando los sistemas energéticos y las redes de gas natural para crear economías de escala, reducir costos, y aumentar la fiabilidad de los sistemas energéticos nacionales”[3].

En síntesis, la red de gasoductos colombianos podría ser alimentada en el corto y mediano plazo, por una mezcla de gas natural de diferentes composiciones

¹Asociación colombiana de Gas Natural

²Asociación colombiana de Ingenieros.

³Gas Natural Licuado

⁴Gas Natural Comprimido

⁵Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

⁶Agencia Nacional de Hidrocarburos

⁷Comisión de Regulación de Energía y Gas

proveniente de diferentes fuentes de suministro y de ser suficiente, «en razón a los ingentes esfuerzos que hace el gobierno colombiano y la industria para lograr mayores reservas» podrían inclusive fortalecerse los escenarios de exportación de gas natural en donde llamaría tecnológicamente la atención, la exportación de GNL.

1.2 Panorama actual: Reglamentación sobre límites de calidad del gas natural en Colombia

La especificación de los parámetros de calidad del gas natural en Colombia se encuentra establecida en la Resolución de la CREG⁷ Número 071 de 1999 (Reglamento Único de Transporte -RUT), así como en las demás normas que la han modificado, adicionado, aclarado o sustituido, en especial las Resoluciones CREG 054 de 2007, CREG 041 de 2008 y CREG 131 de 2009, las cuales incluyeron reformas al numeral 6.3.2 del RUT titulado “Verificación de la Calidad” en cuanto a la metodología de comprobación de los componentes del gas natural (específicamente poder calorífico del gas, dióxido de carbono, nitrógeno, oxígeno, gravedad específica, cantidad de vapor de agua, sulfuro de hidrógeno y azufre total), y parámetros para determinar (inclusive) la competencia de los auditores. Por otra parte, la Resolución CREG 187 del 18 de diciembre de 2009, complementó el numeral 6.3 del RUT, mediante la inclusión del numeral 6.3.5 “Especificaciones de calidad del gas natural bajo condiciones de racionamiento programado, declarado mediante la Resolución 18 1654 de 2009 emitida por el Ministerio de Minas y Energía” como una medida de choque que permitiera atenuar las marcadas consecuencias adversas del denominado Fenómeno del Pacífico en Colombia y que, en esencia, permite comercializar gas natural fuera de especificaciones, hasta donde técnica y económicamente sea factible, según su artículo 4º.

En síntesis, se observa que la revisión de las especificaciones de calidad del gas natural en Colombia, está experimentando una dinámica interesante, sin duda, en razón a la necesidad de entregar al “Sistema Nacional” un energético con alta confiabilidad y de la mejor calidad posible.

1.3 Panorama actual: Infraestructura disponible para análisis de la calidad del gas natural en Colombia

5.2.1 MEDICIÓN DE CANTIDADES DE ENERGÍA Y CALIDAD DE GAS EN ESTACIONES DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA, DE ENTRADA

Para determinar las cantidades de energía y la calidad del gas en las estaciones de transferencia de custodia, de entrada, el productor-comercializador deberá disponer, a su costo, de todos los equipos en línea requeridos para medir el volumen y la calidad, según lo dispuesto en el numeral 6.3 de la presente resolución, o aquellas normas que lo modifiquen o adicionen, y será responsable de la operación y mantenimiento de los mismos. El transportador será el responsable de la medición en línea para determinar la cantidad de energía y verificar la calidad del gas en las estaciones de transferencia de custodia, de entrada. El productor-comercializador deberá contar con toda la información en línea requerida por el transportador y permitirle el acceso a la misma para la medición.

CREG 041 DE 2008

Este aspecto -adicional al de la paridad de precios, las tasas retributivas al transporte y al suministro- representa hoy en Colombia uno de los temas más álgidos y de mayor controversia en el sector. A partir del 23 de abril del 2008 cuando se hizo oficial la modificación al RUT a través de la Resolución CREG 041 del mismo año, se dejó establecido, como se aprecia en el recuadro, que en transferencia de custodia el productor-comercializador deberá disponer de «todos los equipos en línea» requeridos para medir el volumen y la calidad del gas natural, buscando dar cumplimiento estricto al numeral 6.3 del RUT el cual se detalla para Colombia más adelante en la tabla 1. Igualmente que, según el numeral 5.5.3.2 del RUT, se debían realizar verificaciones periódicas a dichos equipos de medición por parte del transportador a intervalos pactados contractualmente entre las partes, en presencia de los representantes de los agentes respectivos.

Paradójicamente, con la expedición del RUT en 1999 y más aún con la reforma efectuada en el año 2008, hoy en 2010, es aún incierto definir con seguridad que éstas exigencias están cumpliéndose en su totalidad, aspecto que salta a la vista, por ejemplo, cuando se revisa el número de analizadores de oxígeno instalados en puntos de entrada del sistema de transporte, (de obligatorio cumplimiento según el numeral 5.2.1 del RUT) y que no se hace con base en el argumento que no hay oxígeno presente en los yacimientos, ó que éste parámetro es despreciable (¿seguirá siendo así?). Lo anterior es el reflejo del problema recurrente de una buena parte de la legislación técnica colombiana, la cuál se establece generalmente con base en regulaciones foráneas y en algunos casos, en estudios que con el tiempo demuestran escasa validez. De otra parte y haciendo referencia a la Resolución 131 de 2009, podría interpretarse que se procura llegar a arreglos «por la vía legal» en componentes eminentemente técnicos. Es decir, que al parecer se centran en las consecuencias de un problema, que no ha sido suficientemente analizado en su contexto, y no «como debería ser» en sus causas o raíces. Particularmente al presentarse disputas entre las partes, se aceptó inclusive, que profesionales extranjeros o empresas internacionales diriman un conflicto técnico, y que definen en corto plazo, “quién tiene la razón”, cuando en realidad el problema radica en la falta de trazabilidad⁸ de las mediciones, en que la tecnología requerida para

⁸Según el vocabulario internacional de metrología VIM [4], se entiende por trazabilidad metrológica a la propiedad de un resultado de medida por la cual el resultado puede relacionarse con una referencia mediante una cadena ininterrumpida y documentada de calibraciones, para cada una de las cuales contribuye a la incertidumbre de medida

⁹Entiéndase proceso de medición como el conjunto de operaciones que permiten determinar el valor de una magnitud

¹⁰Todos los datos sobre metro cúbico de gas están referidos a Condiciones Estándar de cada país

¹¹Los líquidos pueden ser: hidrocarburos, agua y otros contaminantes en estado líquido

¹²Se considera como contenido de inertes la suma de los contenidos de CO₂, N₂ y O₂

¹³El máximo tamaño de las partículas debe ser 15 micrones

¹⁴The European Association for the Streamlining of Energy Exchange

¹⁵CEE. Center For Energy Economic.

la evaluación de la calidad se encuentra aún en desarrollo y en proceso de maduración y definitivamente, en el proceso incipiente que aún vive Colombia con respecto a la metrología analítica, a diferencia de la metrología física (volumen y flujo de gas), en donde ya se realizó un esfuerzo nacional y se logró establecer «autonomía y confiabilidad» para mejorar los procesos productivos y para brindar confianza en la comercialización del energético.

En conclusión, la medición de los parámetros de calidad del gas y el seguimiento estricto de dichos procesos de medición⁹ son absolutamente necesarios para demostrar la Conformidad o la No Conformidad de los límites de especificación de la calidad del gas natural señalados en la regulación colombiana, y por ende para garantizar el suministro de un «energético limpio» a los usuarios finales del gas natural.

1.4 El Problema

Frente a este panorama y dada la dinámica internacional que se presenta, plasmada de oportunidades, se hace obligatorio plantear los siguientes interrogantes:

1. **¿Son realmente adecuados los límites actuales? ¿Son muy exigentes y podrían estar generando sobre-costos para nuestra industria y en general para nuestra sociedad? ó ¿Son muy amplios y podrían estar generando condiciones inseguras?**
2. **¿Cómo garantizar en Colombia que la medición de estos límites sea confiable “en el tiempo”?**

Es importante informar, desde ahora, que dar respuesta a estos interrogantes no es una tarea fácil como se verá a continuación a través de los análisis realizados, a la luz de la ciencia, la tecnología y la metrología aplicada a los procesos industriales.

2. LÍMITES DE CALIDAD DEL GAS NATURAL EN DIFERENTES PAÍSES

La Tabla 1 muestra las especificaciones que actualmente son consideradas relevantes en Colombia, México, Australia, EASEEgas¹⁴ (a nombre de buena parte de la Unión Europea), Alemania, Reino Unido y Canadá. Un análisis rápido permite concluir que no existe entre estos países, consenso con respecto a las especificaciones y límites requeridos. Cabe anotar que en la comparación no se incluyó a los Estados Unidos, debido a que en este país, por el múltiple escenario de comercialización que desarrolla, existen diversas exigencias que no se encuentran aún armonizadas. Inclusive en el documento preparado por CEE¹⁵ se concluye que la industria y el gobierno estadounidense deberían adoptar y promulgar un «estándar global» para los temas relacionados con la calidad del gas [4].

A continuación, con el ánimo de resaltar la importancia que debería desplegarse sobre cada uno de los componentes y/o contaminantes asociados al gas natural, se presenta una revisión del Estado del Arte a Nivel

ESPECIFICACIONES	SISTEMA DE UNIDADES	REGULACIÓN DE LA CALIDAD DEL GAS NATURAL							
		COL	MÉX	AUS	EASEE	ALEM	UK	CAN	
Máximo poder calorífico bruto (GHV) ¹	MJ/m ³	42,8	41,55	--	54,15	47,16	42,3	54,7	
Mínimo poder calorífico bruto (GHV)	MJ/m ³	35,4	35,42	--	46,52	30,24	36,9	36,14	
Contenido de líquidos ²	--	Libre de líquidos	Libre de líquidos	Libre de líquidos	Libre de líquidos	--	Libre de líquidos	Libre de líquidos	
Contenido total de H ₂ S máximo	mg/m ³	6	6,1	5,7	5	5	5	6	
Contenido total de azufre máximo	mg/m ³	23	150	50	30	30	50	23	
Contenido CO ₂ , máximo	% volumen	2	3	--	2,5	En evaluación.	2,5	2	
Contenido de N ₂ , máximo	% volumen	3	5	--	--	En evaluación	--	3	
Contenido de inertes máximo ³	% volumen	5	5	7	6	6	7	--	
Contenido de Oxígeno máximo	% volumen	0,1	0,2	0,2	0,01	3	0,2	0,4	
Contenido de agua máximo	mg/m ³	97	112	73	-8°C a 69 barg	-10°C a 75 barg	50	113,2	
Temperatura de entrega máximo	°C	49	50	50	--	--	--	--	
Temperatura de entrega mínimo	°C	7,2	10	2	--	--	--	--	
Contenido máximo de polvos y material en suspensión ⁴	mg/m ³	1,6	Libre de partículas	Libre de partículas	Libre de partículas	Libre de partículas	Libre de partículas	Libre de partículas	
Índice de Wobbe	MJ/m ³	--	45,8 a 50,6	46,0 a 52,0	47,4 a 54,7	46,08 a 56,52	47,4 a 54,7	Variable	
Contenido de Hidrógeno	% volumen	--	--	--	0,1	--	0,1	--	
Contenido de Mercaptano máximo	mg/m ³	--	--	5	6	6	6	5	
Índice de combustión incompleta	--	---	--	--	--	0,46	0,46	--	
Índice de hollín	---	--	--	--	--	0,6	0,6	--	
Condiciones estándar	Ps	KPa	101,008	98,071	101,325	101,325	101,325	101,325	101,559
	Ts	K	288,705	293,150	288,150	273,150	273,150	288,150	288,706

Tabla 1. Comparación de la regulación para el transporte del gas natural.

Internacional (año 2000 a 2009 aplicable en otros países), que mediante la utilización de la ciencia y la tecnología, viene permitiendo la realización de ajustes a las regulaciones internacionales. Este análisis contiene aspectos generales sobre los métodos de medición comúnmente establecidos y utilizados para mantener dentro de control dichas especificaciones.

2.1 Análisis desde la C&T al contenido de H₂S.

Atkins Consultants Ltd realizó estudios (año 2000) en donde se destaca que la presencia de este componente a determinadas concentraciones, en contacto con el metal de los gasoductos y en presencia de agua, genera aceleración local de la corrosión en la tubería por presencia de sulfuro de hierro. Así mismo mencionó,

que durante la combustión del gas natural se facilita la formación de dióxidos de azufre (SO_2), que a su vez constituyen un ácido al entrar en contacto con agua generando un amplio impacto de acidificación en el suelo, en las aguas superficiales, en los organismos vivos y en las estructuras o edificaciones. Finalmente indicó, que puede llegar a presentar toxicidad en los humanos dependiendo de las concentraciones y del nivel de exposición [6].

De acuerdo con un estudio del DTI¹⁶ en el 2005, se referencia una experiencia donde el gas natural, con niveles de H_2S dentro de la especificación actual (5 mg/m^3), generó reacciones con el cobre de los tubos de algunos equipos domésticos de combustión de los usuarios, formando una película de sulfuro de cobre. Estos depósitos de sulfuro de cobre se acumulan en las partes internas de los aparatos de gas, como polvo negro. El DTI, en su estudio, consideró que esta condición puede generar, tanto aumento del consumo de gas (disminución de la eficiencia térmica), como condiciones de operación insegura por causa de diferentes efectos tales como el taponamiento del quemador, por lo tanto recomendó la reevaluación del límite de H_2S [7].

Igualmente Atkins Consultants Ltd mencionó que el valor máximo para que no se forme polvo negro, era de $0,4 \text{ mg/m}^3$, valor que podría estar fuera del alcance tecnológico y económico de los actuales sistemas de medición disponibles para análisis de H_2S . Frente a esta situación el BERR¹⁷ del Reino Unido respondió en 2007 [8] que se mantendría el límite actual, pero que era necesario disminuir los periodos de verificación de los equipos domésticos. Finalmente, EASEE-gas, estableció un límite máximo para el H_2S de $4,74 \text{ mg/m}^3$ (un tanto menor respecto a los límites reportados en la tabla 1), valor que se debería tener en cuenta, dado que seguramente se adoptará por parte de algunos países, a partir octubre de 2010 [9].

2.2 Análisis desde la C&T al contenido de Azufre total.

Generalmente, por su naturaleza, es posible que las reacciones se presenten y generen los mismos inconvenientes que los del H_2S promoviendo la formación de sulfuros de hierro.

Si se observa la tabla 1, al respecto de este contaminante se identifica que existe una variación considerable, la cual oscila entre 23 mg/m^3 y 150 mg/m^3 , en donde se destaca que actualmente Colombia posee un límite idéntico al de Canadá, siendo los dos más exigentes con respecto a la mayoría de países estudiados. De acuerdo con los estudios realizados por el DTI, el valor mayormente exigente se da por la necesidad de mantener un control sobre los catalizadores utilizados en motores de GNV los cuales son muy sensibles ante la presencia de azufre. Algunos de los tra-

¹⁶Departamento de Industria y Comercio del Reino Unido

¹⁷Department for Business Enterprise & Regulatory Reform

¹⁸Entidad privada especializada en estudios de este tipo, que ha sido contratada por el DTI. Hoy se conoce con el nombre de Germanischer Lloyd.

bajos más detallados sobre el comportamiento del gas natural en los motores de combustión, que permitieron establecer el efecto del azufre en los catalizadores de oxidación del metano, son el de J. K. Lampert (1997) [11] y McCormick (1996) [12]. En estos trabajos se pudo concluir que el azufre en motores de GNV, inhibe fuertemente la oxidación de metano por encima del efecto de los catalizadores de paladio (utilizados para disminuir la salida de gases hidrocarburos no quemados, a la atmósfera), en cantidades relativamente bajas (1 ppm en masa) de azufre a óxidos de azufre presentes en la salida de los gases de combustión, y que se podría presentar "envenenamiento con azufre", que consiste en la desactivación (disminución de la capacidad de oxidar) del metano en mayor medida que los hidrocarburos no metánicos (NMHC: etano y propano) y por lo tanto podría aumentar la cantidad de hidrocarburos no quemados en los gases de combustión. Esta condición genera disminución de la vida útil de los catalizadores usados para los gases de escape y aumento de las emisiones, lo cual podría superar los niveles establecidos en la regulación. Al respecto se ha identificado, en el estudio del DTI [7], que las pruebas ejecutadas con gases de referencia y nivel de azufre de hasta 50 mg/m^3 , resultaron satisfactorias. La proyección de Europa y Norte América, según ADVANTICA¹⁸, con respecto a este parámetro, es el uso de límites no mayores a 30 mg/m^3 de azufre total.

2.3 Análisis desde la C&T al contenido de CO_2 .

Del estudio de ADVANTICA realizado en 2002, se resalta que la presencia de este componente, a determinadas concentraciones puede producir corrosión por la interacción de agua formando ácido carbónico (H_2CO_3). Igualmente se conoce que el CO_2 es un considerable potencial del calentamiento global, sin embargo es claro que la cantidad presente en su estado natural resulta generalmente despreciable, en comparación con la formada a través de los diferentes procesos de combustión de estos energéticos, incluyendo el gas natural, aspecto que propicia una disminución de la eficiencia de la combustión en algunos equipos y la formación de monóxido de carbono en los gases de combustión. De acuerdo con ADVANTICA, gases naturales con concentraciones de CO_2 cercana a 6% molar producen emisiones relativamente similares, con respecto a un gas sin presencia de CO_2 para gases naturales con Índices de Wobbe entre 46 MJ/m^3 y 54 MJ/m^3 [10].

Al comparar este contaminante en la Tabla 1, se evidencia una variación entre 2% y el 3%, límite que se ha establecido principalmente por las recomendaciones dadas en el estándar NACE MR0175, donde se especifica una aproximación de la condición de corrosión en tuberías a partir de la presión parcial del CO_2 en el gas natural. Recientemente en Colombia mediante la Resolución 187 de 2009 emitida por la CREG, se estableció que durante el período de racionamiento programado, declarado por el Ministerio de Minas y Energía (MME), es posible comercializar gas con concentraciones de CO_2 hasta 3,5% en volumen (molar).

2.4 Análisis desde la C&T al contenido de N₂.

La presencia de Nitrógeno (N₂) a determinadas concentraciones en el gas natural podría generar un incremento en la formación de foto-oxidantes tales como los óxidos nitrosos (NOx), dañinos a la salud humana y al ecosistema [10]. Al revisar este parámetro en la tabla 1, se evidencia también una discrepancia considerable entre ciertas regulaciones (entre 3% y 5% molar). Estudios independientes realizados por BSRIA LTD [13] y ADVANTICA [10] concluyeron que concentraciones de N₂ de 6% molar no generaban condiciones inseguras de combustión ni mayor emisión de NOx, y que el aumento de la formación de los foto-oxidantes, se debía principalmente a inadecuadas prácticas de operación de los sistemas de combustión. Es importante tener en cuenta que esta conclusión se logró, sólo para cuando el Índice de Wobbe de los gases naturales utilizados, se mantuvo entre 46 MJ/m³ y 53 MJ/m³.

BSRIA LTD [13] concluyó, resaltando la importancia de que se controlara el Índice de Wobbe, con el objeto de evitar condiciones inseguras relacionadas con combustión incompleta en aplicaciones domésticas, para los casos en que la presencia de concentraciones de CO₂ o N₂ sean relativamente altas (alrededor de 6% molar). Adicionalmente sugirió que en el Reino Unido, el uso de gases naturales con Índices de Wobbe entre 46 MJ/m³ y 53 MJ/m³ no genera considerables emisiones de NOx y CO en presencia de considerables niveles de inertes (cercanos a 6% molar).

2.5 Análisis desde la C&T al contenido máximo de inertes.

En el entorno internacional se concluyó, que aunque de manera individual el CO₂ y el N₂ no afectan la seguridad del uso de gas natural, a altas concentraciones (por ejemplo 6% molar según el estudio de ADVANTICA), la suma de estos componentes puede generar altos costos de transporte y compresión y afectar el sector de la petroquímica. Por tanto en este caso, es necesario evaluar estos componentes, tanto de forma individual, como combinada.

Como se muestra en la tabla 1, la variación de los límites de cantidad máxima de inertes oscila entre 5% y 7% molar. Para el caso de Colombia el límite máximo es 5% molar, sin embargo, a partir de la Resolución 187 de 2009 emitida por la CREG, es posible comercializar gas con cantidad total de inertes de hasta 7,1% molar. Para destacar, este límite "de emergencia" para Colombia, es similar al límite normal establecido en el Reino Unido, lo cual podría hacer pensar, que la especificación con respecto a inertes en Colombia es muy exigente, y que podría estudiarse su efecto para evaluar una probable ampliación del límite de este parámetro, desde el punto de vista económico y de seguridad en la operación.

2.6 Análisis desde la C&T a la cantidad máxima de O₂.

El oxígeno (O₂) generalmente no se encuentra presente en cantidades significativas en los yacimientos de gas. Su presencia en el gas natural se suele atribuir a la contaminación durante las diferentes actividades de la cadena del gas, o al nitrógeno o al aire inyectado como medio para moderar el Índice de Wobbe. Como se evidencia en la tabla 1, los límites establecidos en las diferentes regulaciones, varían ampliamente en todo el mundo, lo que refleja, diferentes normas, usos, costumbres, infraestructuras, etc.

Un estudio realizado por el DTI [7], analiza un panorama del límite máximo de O₂ entre los establecidos para el Reino Unido (0,2% para uso industrial y 0,001% para sistema de transporte dado que se utiliza el GNL) y el límite sugerido por el EASEE-gas 2006 [9] (0,01% molar). En este análisis se destaca que los efectos causados por la presencia de trazas de oxígeno en los procesos de combustión (cercanos al 0,2% molar en el suministro de gas) son despreciables; que la contribución hecha por el oxígeno en el suministro de gas a la eficiencia energética de los aparatos de gas en la combustión, también puede ser insignificante; que los niveles máximos permisibles de oxígeno para motores de gas son típicamente 0,5% - 1,0% y que por lo tanto los límites son adecuados bajo este aspecto; que las turbinas de gas normalmente toleran sólo trazas de oxígeno (entre 0,1% y 0,2% molar) en los gases de suministro, sin embargo, es clara la «alerta temprana» identificada, en relación con los límites actuales de oxígeno en el Reino Unido (0,2% molar), porque en presencia de agua libre, el oxígeno del gas natural puede promover la corrosión de metales en tuberías y en sus sistemas asociados, por lo tanto resulta indispensable que en las regulaciones se hagan esfuerzos para mantener la atención, sobre el equilibrio entre el nivel permisible de oxígeno y el punto de rocío de agua.

Con respecto al estudio mencionado [6], se afirma finalmente que el nivel de O₂ actual en el Reino Unido (0,2% molar) es apropiado, salvo una atención especial que debe hacerse durante la operación de las turbinas. Sin embargo este mismo estudio, en su análisis del límite para transporte (0,001% molar), manifiesta que es probable que este valor este generando una carga financiera considerable por las exigencias de tratamiento de gas requeridas y que los beneficios no son apreciables. Sin embargo para el caso de las plantas de GNL, gases naturales con cantidades de oxígeno por encima de 0,001% molar, puede generar efectos adversos debido a que existe la posibilidad que se presente combustión de trazas de oxígenos con hidrocarburos, ante las altas temperaturas presentes en los calentadores necesarios para la regasificación, obteniendo como un subproducto, presencia considerable de agua. Este contenido satura fácilmente los tamices moleculares utilizados en los separadores de las plantas de regasificación, disminuyendo su vida útil. Por lo tanto es necesario realizar un análisis detallado de este límite, si Colombia en un futuro está considerando seriamente el GNL como una tecnología, especialmente de exportación, dentro del proceso demanda-oferta de gas natural.

2.7 Análisis desde la C&T al contenido de agua.

Aparte de los efectos ya mencionados, en procesos de aumento de velocidad de corrosión, pueden presentarse otros efectos como la condición de condensación retrograda por presencia considerable de vapor de agua, afectando la operación y funcionamiento de válvulas, analizadores, compresores y medidores. Igualmente la presencia de agua puede generar remanentes de agua líquida o formación de hidratos que disminuyen la capacidad y reducen la presión en los sistemas de combustión y gasoductos; de la misma forma, las turbinas utilizadas para transformación de energía, son considerablemente susceptibles a la presencia de agua, afectando su desempeño y poniendo en riesgo la integridad del rotor de la turbina, como lo expresa el DTI [7].

Ante esta situación el grupo NATIONAL GRID¹⁹ ha realizado estudios sobre el límite de cantidad de vapor y ha identificado que el punto de rocío del agua debería ser de -10 °C, a cualquier presión igual o inferior a 85 bar(g), para que sea posible ingresar al sistema de transporte de gas. NATIONAL GRID considera que este límite es un nivel seguro que no genera costos indebidos de transformación en los productores de gas, mientras que se garantiza la protección contra los efectos de condensación retrograda del agua. Sin embargo, EASEE-gas 2006 [9] propuso un límite de -8°C @ 69 bar(g).

A continuación en la Figura 1 se comparan, a partir de estos límites, la cantidad de vapor de agua en mg/m³ permisible. Obsérvese que para Colombia es un valor fijo independiente de la presión, a diferencia de las referencias anteriormente mencionadas.

Resulta evidente, que se presenta una considerable diferencia de la cantidad permisible de H₂O en el RUT de Colombia con respecto a las otras referencias, a presiones de operación altas. Los estudios para identificación de los límites propuestos por EASEE-gas y NATIONAL GRID fueron desarrollados entre los años 2002 y 2004, y este parámetro no ha sido modificado en Colombia desde 1999, por lo tanto sería importante realizar un revisión de la aplicabilidad del límite para nuestro entorno, en razón a la presencia de humedad en las puertas de ciudad, identificando igualmente la forma óptima de reportarla, ya sea como punto de rocío o como el contenido de agua.

2.8 Análisis desde la C&T al contenido de H₂.

En el documento API RP 941, se destaca en cuanto al contenido de hidrógeno (H₂), que a temperaturas y presiones elevadas el hidrógeno atómico tiene la capacidad de penetrar el acero al carbono o el aleado, y reaccionar con carburo de hierro, con lo cual aparece una fase frágil y la tendencia a formar grietas internas. Este proceso de descarburización se conoce como ataque de hidrógeno y origina un significativo deterioro

¹⁹www.nationalgrid.com/. National Grid is one of the world's largest utilities. We are focused on delivering energy safely, efficiently, reliably and responsibly

Especificaciones de cantidad de H₂O

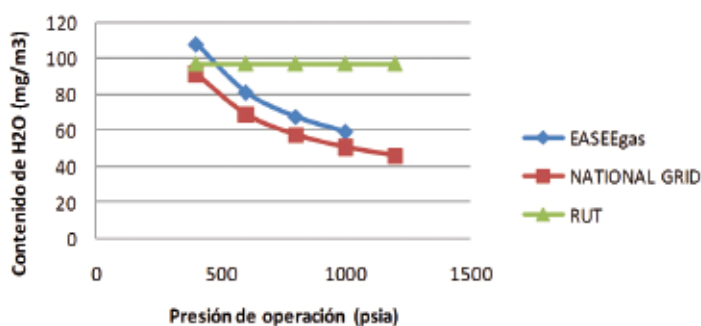


Figura 1. Comparación de los límites permisibles de contenido de agua

de las propiedades mecánicas, tales como resistencia a la tensión, dureza y ductilidad, condición que puede afectar los sistemas de transporte como los equipos asociados para medición, regulación, calentamiento, etc.

Según DTI 2005 [7], altos contenidos de H₂ pueden presentar problemas de seguridad en la combustión del gas natural, debido a que este posee una muy alta velocidad de combustión, lo que puede ocasionar retroceso de llama en equipos de aplicación doméstica. En el caso contrario, a bajas concentraciones de H₂, existe el riesgo de que su presencia genere alargamiento de la llama y esta se acerque demasiado a otros elementos (por ejemplo el intercambiador de calor en un equipo de combustión). EASEE-gas propone un valor de control en 0,1% molar. Otros estudios realizados por el comité ejecutivo de la IEA Greenhouse Gas R&D Programme [15] sobre el efecto invernadero, mencionan que la adición de hidrógeno al gas natural puede tener un efecto moderador sobre el Índice de Wobbe, generando una reducción en las emisiones de CO₂ y por ello DTI plantea utilizar gases naturales con concentraciones de hidrógeno por debajo del 3% mol, ampliando el límite de hidrógeno de forma gradual, pero evaluando constantemente el desempeño de los equipos de combustión, especialmente los de aplicación doméstica, para garantizar el uso de gas natural con mayores concentraciones de H₂.

En Colombia actualmente la cantidad máxima de Hidrógeno no hace parte de los parámetros para evaluar la calidad del gas. El panorama anteriormente indicado, induciría a pensar, que es válido evaluar los límites de este componente en las especificaciones de calidad del gas natural.

2.9 Análisis desde la C&T con respecto al Índice de Wobbe. (Intercambiabilidad)

La Intercambiabilidad de un gas, según el artículo publicado por Jack Powell [16], es la capacidad de sustituir un combustible gaseoso por otro, en una aplicación de combustión sin cambios sustanciales en la seguridad operacional, la eficiencia, rendimiento o aumento de manera significativa de las emisiones contaminantes al aire. La intercambiabilidad está principalmente asociada a un problema del uso final, debido a que se centra en la combustión en aplicaciones do-

místicas o industriales y equipos para generación de energía eléctrica, por lo tanto es necesario controlar la calidad del gas en el suministro. Sin embargo Powell resalta, que el análisis debe ser mucho más profundo debido a que durante el proceso de transferencia de custodia «productor-transportador y transportador-comercializador» pueden presentarse diferentes condiciones que llegarían a alterar la combustión final del gas comercializado.

En relación a la intercambiabilidad de gases en uso final, Advantica [10], menciona que el aumento del poder calorífico y del Índice de Wobbe (IW) se debe principalmente a la presencia de cadenas de hidrocarburos más largas, generando la necesidad de mayor cantidad de aire u oxígeno, para que se presente adecuadamente la mayor cantidad de oxidación de los carbonos. Si para un determinado equipo de combustión con determinadas dimensiones de quemadores, se presenta una variación considerable de su composición y por lo tanto del IW, esta condición podría generar la denominada “combustión incompleta” caracterizada por la formación considerable de contaminantes como CO y NOx y obviamente una disminución en la eficiencia de combustión. En el Reino Unido, dada la importancia de este parámetro relacionado con la seguridad de los usuarios finales, Advantica concluyó, que gases que cumplen con los límites, bajo condiciones normales (47,2 MJ/m³ y 51,41 MJ/m³), y bajo los límites de emergencia (46,5 MJ/m³ y 52,85 MJ/m³), cumplen con una operación adecuada, limpia y eficiente sin llegar a afectar el desempeño de los equipos de combustión. Adicional a este efecto, destacó que el aumento no controlado del IW puede ocasionar disminución de la vida útil y confiabilidad de la turbinas de combustión, así como disminución del desempeño de las calderas, y daño a intercambiadores de calor por depósito de hollín. Por lo anterior, este parámetro es clave para generar un panorama afín al uso racional de la energía. En Colombia, la CREG colocó a consideración del sector, el documento CREG D 062 de 2008 que hace alusión a este tema. A la fecha no existen decisiones concluyentes.

Retomando la temática de intercambiabilidad en transporte y distribución, se destaca que en 2005 el grupo de trabajo de intercambiabilidad denominado NGC+ [17], estableció una serie de recomendaciones presentadas a la FERC²⁰ de E.U., relacionadas con lineamientos provisionales para la intercambiabilidad del gas, principalmente para los transportadores. En resumen estas recomendaciones fueron enfocadas a establecer políticas para definir la intercambiabilidad del gas donde se especifica claramente la necesidad de garantizar la intercambiabilidad en el punto de transferencia «productor-transportador y transportador-distribuidor», por probables contaminaciones durante el transporte del gas. Igualmente hizo énfasis en colocar especial atención a aquellos casos en donde se utilice inyección de gases inertes o aire, para la disminución del poder calorífico en distribución de gas y destacó

así mismo que se requiere un análisis mucho más detallado del comportamiento de la intercambiabilidad del gas, por probable presencia de GNL regasificado, en la red de gasoductos.

Finalmente indicó que el poder calorífico, no es una medida adecuada de intercambiabilidad del gas y sólo tendría sentido utilizarlo, con factores adicionales tales como el factor de combustión incompleta y otros factores similares. Recalcó que el Índice de Wobbe es el factor más robusto para establecer la intercambiabilidad del gas.

2.10 Análisis desde la C&T con respecto a Factor de Combustión Incompleta y el Índice de Hollín.

En Europa para brindar información complementaria al Índice de Wobbe, que permita garantizar gases naturales con propiedades que contribuyan a una combustión más limpia, se han incluido estudios que contemplan el Factor de Combustión Incompleta (FCI) y el índice de hollín (IH).

El FCI corresponde a un índice empírico desarrollado por Dutton y sus colaboradores, que relaciona la composición del gas con la tendencia a la combustión incompleta, en aplicaciones de gas [19]. Este factor es calculado mediante la siguiente ecuación dada en GS(M)R²¹:

$$\text{Donde, } FCI = \frac{(IW) - 50,73 + 0,03 * PN}{1,56}$$

IW : Índice de Wobbe en MJ/m³ a las condiciones estándar

PN : corresponde a la suma de las fracciones molares de Propano y Nitrógeno

Igualmente el IH corresponde un índice empírico desarrollado por Dutton y sus colaboradores, que relaciona la composición del gas con la tendencia a la formación de hollín en aplicaciones de gas[19]. Este factor es calculado mediante la siguiente ecuación dada en GS(M)R:

$$\text{Donde, } IH = 0,896 \cdot \tan^{-1} (0,0255C_3H_8 - 0,0233N_2 + 0,617)$$

C₃H₈: Fracción molar del Propano en el gas natural evaluado

N₂ : Fracción molar del Nitrógeno en el gas natural evaluado

La función trigonométrica dada en la ecuación, debe ser evaluada en radianes

Actualmente, a partir del estudio realizado con los diagramas de intercambiabilidad de gases de Delbourg y Dutton implementados por el IGU²² se ha identificado que los valores aceptables e implementados en el Reino Unido son para el Factor de Combustión Incompleta (FCI) = 0,46 y para el índice de hollín (IH) = 0,6. En Colombia estos parámetros, no están contemplados en la regulación actual.

²⁰The Federal Energy Regulatory Commission

²¹Gas Safety (Management) Regulations 1996 of UK

²²International Gas Union.

2.11 Análisis desde la C&T al Punto de Rocío de HC.

Según el DTI, el punto de rocío de hidrocarburos es un factor importante que limita el máximo nivel permisible de hidrocarburos pesados (propano, butano, pentano, etc) en el suministro de gas. La identificación de las especificaciones actuales debería ayudar en la protección contra diferentes efectos que se presentan por el aumento de los hidrocarburos pesados en el gas natural, y generan un aumento considerable en las emisiones de CO y NOx en aparatos de gas durante su combustión, y a la vez la disminución de la eficiencia energética [7]. En el consumo del gas natural como combustible automotor también se hacen presentes estos fenómenos debido a la variación en la composición del gas por la condensación de los hidrocarburos pesados, fenómeno operacional que afecta la relación aire/combustible con consecuencias de baja eficiencia y aumento de las emisiones de dicho parque automotor.

Es de resaltar que con el cambio del concepto de la cricondentherm, al del punto de rocío de hidrocarburos se disminuyó en parte la subjetividad expresada inicialmente en el RUT, pero hoy, es necesario aclarar, tal como lo expresa NPL[18], que la cricondentherm puede ser adecuadamente utilizada para la calibración de los analizadores con gases de referencia pero recomienda siempre utilizar, una única ecuación de estado, y se refiere específicamente a RKS²³.

3. KNOW-HOW, TECNOLOGÍA, TRAZABILIDAD E INCERTIDUMBRE ASOCIADOS A LOS LÍMITES DE CALIDAD DEL GAS NATURAL: UNA VISIÓN PARA COLOMBIA

Como se demostró anteriormente, las especificaciones de la calidad del gas natural se encuentran definidas para cada país y hacen parte de documentos regulatorios, como el RUT para Colombia. Ha quedado igualmente descrito que no todos los límites establecidos se cumplen en su totalidad y otros que aunque deberían hacer parte, no se encuentran incluidos en dichas especificaciones, caso que aplica igualmente para todos los países y que obliga, por lo menos en Europa, a mantener una dinámica constante de evaluación en torno a la vigencia y aplicabilidad de dichas especificaciones.

Para el caso de Colombia, es evidente que la dinámica de actualización de los procesos e inclusive de la reglamentación vigente se hace aprovechando recursos económicos disponibles en el sector, utilizando en su mayoría el concurso de expertos extranjeros, quienes haciendo uso de los análisis y resultados obtenidos en experiencias de otros países, los replican en nuestra realidad nacional. Infortunadamente debemos confiar ciegamente en sus hallazgos y recomendaciones, dado que no se posee «conocimiento colombiano», no se cuenta con infraestructura adecuada, no se ha establecido la trazabilidad y tampoco se utiliza la incerti-

²³Redlich-Kwong-Saave

²⁴Lo expresado en paréntesis, es de los autores

²⁵Australian Energy Market Operator

dumbre de la medición, como parámetro que permita garantizar la confiabilidad de los resultados emitidos y por ende la conformidad o no conformidad con las exigencias nacionales. En este contexto, no cabe duda, que aunque la ciencia y la tecnología hacen parte ya de nuestro diario vivir, en este tema de la Calidad del Gas, aún Colombia no da sus primeros pasos.

Una medición inadecuada de cualquiera de los parámetros establecidos, podría inducir a la disminución de la eficiencia energética, a pérdidas económicas por facturaciones erróneas de la energía comercializada, a una condición insegura de uso y transporte, al rechazo del gas, a la desconfianza de los usuarios frente a las empresas distribuidoras, a condiciones de racionamiento de gas innecesarios, e inclusive a inversiones recargadas para optimizar los procesos de tratamiento del gas natural.

Frente a este panorama, es necesario establecer en la regulación (por ejemplo para Colombia en el RUT)²⁴, los lineamientos que permitan garantizar mediciones confiables en los diferentes sistemas de medición utilizados [20]. Garantizar el grado de confiabilidad de los resultados está directamente relacionado con verificar que las tecnologías se encuentren disponibles en el mercado, en establecer una Política de Trazabilidad que permita obtener resultados repetibles, reproducibles y comparables para que Colombia tenga representación y sea considerada seriamente en el ámbito internacional. Es decir, Colombia debe hacer sus mejores esfuerzos para que en el mediano plazo sea completamente autónoma para garantizar la confiabilidad en sus procesos de comercialización. Igualmente debe establecerse la máxima incertidumbre con la cual es posible realizar las correspondientes mediciones, dado que, como se observa en la Tabla 2, **no todos los métodos arrojan resultados de medición comparables en términos de exactitud**. Adicionalmente, estos límites de incertidumbre no incluyen los efectos asociados al muestreo del gas, por lo tanto sería necesario dentro de la regulación, definir y exigir el cumplimiento de adecuados métodos de muestreo, siguiendo lineamientos de estándares como el API 14.1 y la ISO 10715. Una fuente de excelente consulta al respecto, es la emitida por AEMO²⁵ [22].

3.1 Límites, Medida, Incertidumbre y Conformidad

Entonces, para establecer la conformidad de los parámetros de la calidad del gas, es necesario basarse en el resultado de la medición, su incertidumbre asociada y obviamente los límites admisibles del proceso de medición. Evaluados los resultados alcanzados, se determina si el proceso de medición “*es conforme*” o “*no conforme*” de acuerdo a lo establecido en las documentos regulatorios [23].

Con el objeto de facilitar la comprensión de la conformidad o no conformidad de la evaluación de límites de especificaciones, se presenta a continuación, en la Figura 2 un ejemplo práctico relacionado con el límite de CO₂ permisible, hoy en día, para Colombia.

CONTAMINANTE	ESPECIFICACIÓN DEL MÉTODO	CARACTERÍSTICAS METROLÓGICAS ²⁷			
		Alcance de Medición (mg/m ³)	Repetibilidad (mg/m ³)	Reproducibilidad (mg/m ³)	
Ácido sulfhídrico H ₂ S	ASTM D4084. Análisis de H ₂ S en gases combustibles (Método de la velocidad de reacción del acetato de plomo).	0 - 1253	6,3	8,3	
		1390 - 12515	63,0	83,4	
		4,2 - 167	+/- 16,7	--	
	ASTM D4810. Análisis de H ₂ S en gas natural empleando tubos detectores.	69,5 - 6950	+/- 347,7	--	
		0 - 1253	139	278	
		1390 - 12515	556	973	
Azufre Total	ASTM D4468. Azufre total en gases combustibles por hidrogenólisis y Colorimetría Radiométrica.	Alcance de Medición (mg/m ³)	Repetibilidad (mg/m ³)	Reproducibilidad (mg/m ³)	
		1,39	0,22	0,36	
		0,14	0,07	0,11	
	ASTM D7493. Medición en línea de compuestos azufrados en Gas Natural y Gases Combustibles por cromatografía de gases y detección electroquímica.	Componentes	Concentración (mg/m ³)	Repetibilidad (mg/m ³)	
		H ₂ S	8,1	+/- 0,065	
		Metil mercaptano	12,5	+/- 0,090	
		i-Propil mercaptano	3,6	+/- 0,050	
		t-Butil mercaptano	9,19	+/- 0,041	
		Tiofeno	16,9	+/- 0,24	
	ASTM D6228. Determinación de compuestos sulfurados en gas natural y gases combustibles por cromatografía de gases y detección de llama fotométrica.	Sulfuro de Carbonilo	5,08	+/- 0,15	
		Sulfuro de dimetilo	11,6	+/- 0,38	
		Disulfuro de dimetilo	7,7	+/- 0,23	
		Tiofeno	22,16	+/- 0,55	
	Dióxido de Carbono (CO ₂)	ASTM D1945. Análisis de Gas Natural por Cromatografía de gases	Alcance de Medición (% Mol)	Repetibilidad (% Mol)	Reproducibilidad (%Mol)
			0 - 0,09	0,01	0,02
0,1 - 0,9			0,04	0,07	
1,0 - 4,9			0,07	0,10	
5,0 - 10			0,08	0,12	
Mayor a 10		0,10	0,15		
Análisis de CO ₂ por Espectroscopia Infrarroja.		0 - 9,0	0,017	0,003	
Nitrógeno (N ₂) Oxígeno (O ₂) Hidrógeno (H ₂)	ASTM D1945. Análisis de Gas Natural por Cromatografía de gases	Alcance de Medición (% Mol)	Repetibilidad (% Mol)	Reproducibilidad (%Mol)	
		0 - 0,09	0,01	0,02	
		0,1 - 0,9	0,04	0,07	
		1,0 - 4,9	0,07	0,10	
		5,0 - 10	0,08	0,12	
	Mayor a 10	0,10	0,15		
Análisis de Oxígeno por Espectrofotometría	No existen datos de precisión disponibles para este método.				
Análisis de Oxígeno por el efecto de la reducción electroquímica	No existen datos de precisión disponibles para este método.				
Análisis de H ₂ por espectroscopia.	No existen datos de precisión disponibles para este método.				
Humedad (H ₂ O)	ASTM D1142. Contenido de Vapor de agua por medición de la temperatura del Punto de Rocío.	No existen datos de precisión disponible para este método.			
	ASTM D4888. Vapor de agua en Gas Natural usando Tubos detectores.	La precisión considerada generalmente es de +/- 25% del valor de la lectura.			
	ASTM D5454. Contenido de vapor de agua en gases combustibles empleando analizadores de humedad electrónicos.	Los datos de precisión se están preparando para este método de ensayo mediante un estudio entre laboratorios.			
Dew Point de Hidrocarburo	ASTM D1142. Contenido de Vapor de agua por medición de la temperatura del Punto de Rocío.	No existen datos de precisión disponibles para este método.			

Tabla 2. Métodos²⁶, Equipos de Medición e Características Metrológicas.

²⁶Para este documento se incluyeron solo normativa ASTM, pero aplica igualmente normativa ISO la cual, poco es considerada dentro de la regulación vigente.

²⁷Los autores presentan las características metrológicas en una misma unidad, para componentes similares, con el objeto de facilitar la comparación de la «calidad de los resultados obtenidos»

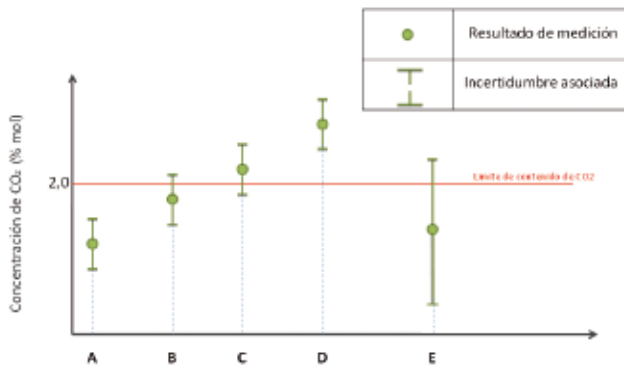


Figura 2. Escenarios de Conformidad ó No Conformidad

En la Figura 2 se muestran los casos que se presentan al efectuar una verificación de conformidad. De acuerdo con el ejemplo y realizando un análisis gráfico, en el caso A, el proceso de medición de CO₂, se encuentra dentro de los límites establecidos como permisibles. En este caso hay una absoluta conformidad con los requerimientos para el nivel de confianza establecido. Caso contrario, el **caso D**, en el cual se encontró que el valor reportado, junto con su incertidumbre de medición expandida, cae completamente fuera de los límites especificados. Existe una seguridad plena de la no conformidad para el nivel de confianza establecido. En casos como los descritos en B y C, es esencial analizar y establecer políticas en la regulación que permitan dar tratamiento a estos casos, teniendo en cuenta que una de las partes está asumiendo el riesgo de la no conformidad de la especificación

En el **caso E** se evidencia una amplia incertidumbre con respecto al límite permisible, (caso que se presenta, por ejemplo, cuando se selecciona incorrectamente un equipo de medición), por lo tanto se concluye que el proceso de medición no es el adecuado para evaluar el parámetro objeto de análisis.

4. CONCLUSIONES

4.1 Panorama Integral: Futuro Deseable

Bajo las condiciones presentadas anteriormente, el rol de la calidad del gas natural en Colombia deberá conformar un escenario de mayor importancia y sin duda, si se quiere mantener el liderazgo que hasta la fecha ha demostrado técnicamente nuestra industria, deberá asumirse una posición estratégica de orden preventivo (donde la asociación de fuerzas –gobierno, entes reguladores, instituciones de ciencia-tecnología, industria, usuarios- sea la constante) para que con su sinergia, se controle el rumbo de las futuras y exitosas transacciones comerciales y se provea un energético limpio y seguro.

Se hace necesario entonces, en razón a la ya existente realidad nacional, que se tome muy en serio el

²⁸Consejo Nacional de Operación-gas

²⁹De acuerdo con el VIM, materiales de referencia se entiende como un material suficientemente homogéneo y estable con respecto a propiedades específicas, establecido como apto para su uso previsto en una medición o en un examen de propiedades cualitativas

panorama que se presenta, de manera que se continúen realizando esfuerzos como los que hasta el momento ha llevado a cabo la CREG y el CNOgas²⁸ –pero refinando la intención de tropicalizarlos a nuestro entorno, mediante la generación de experiencias y conocimiento colombiano, aprovechando el Sistema Nacional de Ciencia y Tecnología, como lo muestra la Figura 3. De esta forma, las modificaciones a nuestra reglamentación tendrán una identidad nacional soportada con conocimiento e infraestructura, desde una perspectiva de ciencia y tecnología, tal como lo vienen haciendo países como México, que se destaca por la generación de conocimiento en torno al desarrollo de materiales de referencia²⁹ en metrología química, y Noruega, Irlanda, Canadá, y en especial el Reino Unido donde se han generado alertas en escenarios similares, tomando en consideración las pérdidas de eficiencia en razón a la conversión de la energía que puede llegar a afectar la productividad y la competitividad de las industrias. Es de destacar que en estos países ya se generan alertas tempranas en relación con los niveles de formación de monóxido de carbono, dióxido de carbono, óxidos nitrosos, óxidos de azufre, etc, entre los probables productos de la combustión, que pueden llegar a ocasionar, tanto daños ambientales, como riesgos en la seguridad y en la salud pública [10]. Vale la pena citar el esfuerzo europeo, que a través de los estudios de EASEE-gas, está pretendiendo armonizar la calidad del gas en la Comunidad Económica Europea.

Finalmente, es clave destacar que en Colombia se requiere generar una dinámica para consolidar, a un nivel óptimo, los procesos necesarios que permitan establecer un laboratorio nacional de calidad de gas, autónomo, que brinde la confiabilidad requerida, que provea los gases y/o materiales de referencia y que permita definir la trazabilidad para todos y cada uno de los parámetros establecidos; solo de esta forma se podrán resolver autónoma y eficientemente, con base en ciencia y tecnología, los conflictos técnicos y comerciales presentes en la industria del gas a nivel nacional.

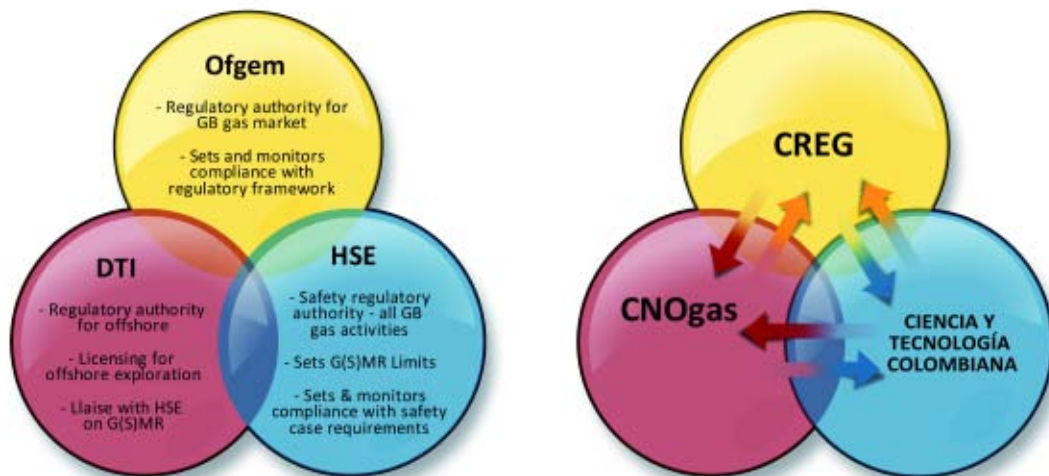
Entonces:

¿Son realmente adecuados los límites actuales? ¿Son muy exigentes y podrían estar generando sobre-costos para nuestra industria y en general para nuestra sociedad? ó ¿Son muy amplios y podrían estar generando condiciones inseguras?

Será posible obtener una respuesta satisfactoria, solo en el momento en que las partes decidan tomar partido y generar acciones contundentes en una misma dirección...

¿Cómo garantizar en Colombia que la medición de estos límites sea confiable “en el tiempo”?

Igualmente, solo será posible, a partir de la generación de conocimiento colombiano, «continuo y sostenido» forjado a través de un proceso sistemático que permita, de acuerdo a lo recomendado por el gobierno



Esquema utilizado en el Reino Unido [24]

Sistema Propuesto para Colombia

Figura 3. Roles y Responsabilidades para Regulación y Control de la Calidad del Gas

nacional, contar en el mediano plazo con infraestructura propia suficiente y disponible, y con profesionales graduados a alto nivel, «específicamente formados para atender estas necesidades».

Este consorcio del progreso integrado por el gobierno, las entidades del sector gas y los estamentos de ciencia y tecnología del país, facilitarán la obtención de soluciones tecnológicas innovadoras que impulsen la industria nacional y que le permitan situarse a la par de organizaciones de clase mundial. En síntesis, deberá enfocarse de forma preferencial y con personal exclusivamente dedicado a este proceso sistemático, al análisis de costos y beneficios integrales, involucrando de similar manera, a productores, transportadores, comercializadores, distribuidores, grandes consumidores industriales, fabricantes de equipos industriales y gasodomésticos y sin duda a las PYMES y a los usuarios del Gas Natural Vehicular, a las pequeñas industrias, a los comercios y a los usuarios residenciales.

Su enfoque, eminentemente tecnológico, se dirigirá hacia la vigilancia de los avances de la ciencia y la tecnología que permitieran estudiar diferentes escenarios de mezclas de gas, que permitirían fijar las especificaciones aplicables para Colombia en términos de seguridad, eficiencia, manejo ambiental, aplicaciones operacionales y muy especialmente a minimizar las inversiones requeridas para optimizar los procesos en aras de lograr un energético limpio para ser utilizado en un medio ambiente sostenible.

REFERENCIAS

[1]. ACIEM. Futuro del mercado del gas natural en Colombia. 2009.
 [2]. Uribe Evamaría. Gas Natural en Colombia - Retos institucionales. 2010
 [3]. Zamora Armando. La ANH y el desarrollo de la industria de gas. 2010.
 [4]. Vocabulario Internacional de Metrología – Conceptos fundamentales y generales, y términos asociados (VIM). 1ra

edición en español – 2008.
 [5]. Michot M. PhD. Interstate Natural Gas-Quality Specifications & Interchangeability. 2004
 [6]. CRR 287/2000; Safety aspects of the effects of hydrogen sulphide concentrations in natural gas. Further work; W S Atkins Consultants Ltd
 [7]. DTI. Future arrangements for Great Britain's gas quality specifications. 2005.
 [8]. BERR. Government Response to consultation on future arrangements for Great Britain's gas quality specifications. 2007.
 [9]. EASEE-gas. CBP 2005-001/02 Gas Quality Harmonisation. 2006
 [10]. ADVANTICA. Assessment of the impact of gas quality on the performance of domestic appliances (a pilot study).2002.
 [11]. J. K. Lampert and R.J. Farrauto, "Catalyst development for methane emissions abatement from lean burn natural gas engines", Gas Research Institute Report GRI-97/0212, 1997.
 [12]. R.L. McCormick, A.E. Newlin, D.L. Mowery, M.S. Graboski and T.R. Ohno, "Rapid Deactivation of lean-burn natural gas engine exhaust oxidation catalysts", SAE Paper 961976, Society of Automotive Engineers, 1996.
 [13]. BSRIA Ltd. Assessment of gas quality on domestic appliances. 2005
 [14]. API Recommended Practice 941. Steels for Hydrogen Service at Elevated Temperatures and Pressures in Petroleum Refineries and Petrochemical Plants. Seventh Edition, August 2008.
 [15]. IEA Greenhouse Gas R&D Programme. Reduction of CO2 Emissions by Adding Hydrogen to Natural Gas. 2003.
 [16]. Powell J. Finding the Right Mix-Broadening Supplies While Maintaining Compatibility. American Gas 2007.
 [17]. NGC+ Interchangeability Work Group. White Paper on Natural Gas Interchangeability and Non-Combustion End Use.2005
 [18]. NPL. "Comparison of methods for direct and indirect measurement of hydrocarbon dewpoint".2008.
 [19]. <http://www.handbook.ifrf.net/handbook/index.html>. IFRF Online Combustion Handbook.
 [20]. Darin G. Reducing measurement uncertainty in process gas quality measurements. SRI. 2008
 [21]. INELECTRA. 903-HM120-P09-GUD-054. Guía sobre los materiales de construcción y la corrosión. 2009.
 [22]. AEMO. OP-601-065 Gas Quality-Measurement Requirements
 [23]. Oliveira Elcio. Data reconciliation in the natural gas Industry: Analytical applications. 2009
 [24]. OFGEM. Gas Quality Scenario Development and Economic Regulation workstreams – Conclusions. 2007