

CONTROL DE CALIDAD DE GAS NATURAL EN REDES DE TRANSPORTE

JORGE ADALBERTO MORENO DURÁN

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS
BUCARAMANGA**

2017

CONTROL DE CALIDAD DE GAS NATURAL EN REDES DE TRANSPORTE

JORGE ADALBERTO MORENO DURÁN

Monografía para optar al título de Especialista en Ingeniería del Gas

Director:

JHONN FREDY VELOSA CHACÓN

Especialista Ingeniería del Gas

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS
BUCARAMANGA**

2017

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	12
1. CALIDAD DE GAS NATURAL	14
1.1. CONTROL DE CALIDAD DE GAS EN REDES DE TRANSPORTE	15
1.2. COMPOSICIÓN DE GAS NATURAL	16
1.2.1. Hidrocarburos gaseosos.	17
1.2.2. Seudo-componentes hidrocarburos.	19
1.2.3. Componentes inertes y diluyentes.	20
1.2.4. Otros componentes (trazas).....	21
2. PARÁMETROS DE CALIDAD EN GAS NATURAL	24
2.1. CONTENIDO ENERGÉTICO	26
2.2. OPERATIVIDAD E INTEGRIDAD DE LAS REDES	31
2.2.1. Contenido de vapor de agua.	31
2.2.2. Ácido sulfhídrico (H ₂ S).	33
2.2.3. Azufre total.	34
2.2.4. Oxígeno.	34
2.2.5. Dióxido de carbono (CO ₂).	35
2.2.6. Punto de rocío de hidrocarburo (PRHC).	36
2.3. SEGURIDAD, MEDIO AMBIENTE Y EFICIENCIA ENERGÉTICA	38
2.3.1. Índice de Wobbe (IW).	40
2.4. EFECTOS DE CALIDAD DE GAS EN FACILIDADES Y PROCESOS	44
2.4.1. Producción	44
2.4.2. Transporte.....	44
2.4.3. Sistemas de distribución.	45

2.4.4. Almacenamiento subterráneo.	46
3. LÍMITES PARA CONTROL DE CALIDAD DE GAS.....	47
3.1. MODELO NORTEAMERICANO	47
3.2. ARMONIZACIÓN EUROPEA.....	51
3.3. LÍMITES REGULATORIOS EN COLOMBIA.....	55
3.3.1. Intercambiabilidad de gas en Colombia.	58
4. TECNOLOGÍAS PARA CONTROL DE CALIDAD DE GAS	63
4.1. PODER CALORÍFICO Y PUNTO DE ROCÍO DE HIDROCARBURO	66
4.1.1. Remoción de aceite y condensado.	66
4.1.2. Separación de líquidos del gas natural (LGN).	67
4.1.3. Fraccionamiento de los líquidos del gas natural.	68
4.2. CONTENIDO DE VAPOR DE AGUA.....	69
4.2.1. Deshidratación con glicol.	70
4.2.2. Deshidratación con desecante sólido.	71
4.3. H ₂ S, AZUFRE TOTAL Y CO ₂	72
5. TÉCNICAS DE ANÁLISIS PARA MONITOREO DE CALIDAD DE GAS	74
5.1. CROMATOGRAFÍA	75
5.2. PRINCIPIO ELECTRO-QUÍMICO.....	79
5.3. PRINCIPIO OPTICO DE DETECCIÓN.....	80
6. GESTIÓN OPERATIVA DE ANALIZADORES DE CALIDAD DE GAS	82
6.1. MATERIAL DE REFERENCIA CERTIFICADO.....	83
6.2. MUESTRA DE GAS REPRESENTATIVA.....	86
6.3. CUIDADO Y VERIFICACIÓN DE MATERIALES DE REFERENCIA	89
6.4. VERIFICACIÓN DE ANALIZADORES.....	91
7. CONCLUSIONES	94

8. RECOMENDACIONES.....	95
REFERENCIAS BIBLIOGRAFÍA.....	96
BIBLIOGRAFÍA.....	99

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Calculo de propiedades del gas natural	25
Tabla 2. Rangos de mezcla de gases para aplicación de AGA8.	25
Tabla 3. Poder calorífico para diferentes componentes del gas natural	28
Tabla 4. Cálculo de poder calorífico para una mezcla de gas natural (ejemplo)...	29
Tabla 5. Rangos de parámetros de calidad de gas en Estados Unidos.....	50
Tabla 6. Rangos de parámetros de calidad de gas EASEE-gas.....	54
Tabla 7. Especificaciones de calidad de gas natural - Colombia	56
Tabla 8. Control de las características de calidad de gas	64

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Molécula de metano – monumento en Groningen (NL).	18
Figura 2. Diagrama comportamiento punto de rocío de hidrocarburo.	37
Figura 3. Efectos de intercambiabilidad de gas.	43
Figura 4. Armonización parámetros de calidad de gas - implementación	55
Figura 5. Variación índice de Wobbe y poder calorífico - Colombia.....	61
Figura 6. Tren de deshidratación - Ballena	65
Figura 7. Proceso de cromatografía.....	76
Figura 8. Resultado análisis cromatográfico	77
Figura 9. Instalación sistema de muestreo	88

RESUMEN

TITULO: CONTROL DE CALIDAD DE GAS NATURAL EN REDES DE TRANSPORTE^{*}

AUTOR: JORGE ADALBERTO MORENO DURÁN.^{**}

PALABRAS CLAVE: Calidad de gas natural, líneas de transporte, integridad de tuberías, intercambiabilidad de gases.

DESCRIPCIÓN:

Todos los agentes de la cadena del gas natural se encuentran en mayor o menor medida relacionados con los parámetros de calidad de gas y su control. Para las compañías operadores de líneas de transporte y redes de distribución, el control de calidad de gas es un aspecto muy importante dentro sus actividades de operación y mantenimiento, debido a que la presencia de componentes o parámetros por fuera de las especificaciones de calidad de gas establecidas puede ocasionar problemas a la integridad y a la operatividad de la infraestructura, lo cual puede ocasionar un aumento en los costos relacionados con reparaciones y mantenimiento.

Por otro lado, las entidades gubernamentales que propenden por dar cumplimiento a políticas de salud pública, también cuentan con el control de calidad de gas como una herramienta para dar cumplimiento a requerimientos de protección a la salud y al medio ambiente, dichos aspectos están relacionados principalmente con el término de intercambiabilidad de gases. Por último, para los usuario finales, bien sean en consumos residenciales o industriales, ven reflejados los aspectos de calidad de gas en términos de la eficiencia de los procesos de combustión que emplean el gas natural como fuente de energía.

^{*} Monografía.

^{**} Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Especialización en ingeniería del gas. Director: John Fredy Velosa Chacón.

SUMMARY

TITLE: NATURAL GAS QUALITY CONTROL IN TRANSMISSION PIPELINES*

AUTHOR: JORGE ADALBERTO MORENO DURÁN **

KEYWORDS: Natural gas quality, pipelines transmission, pipeline integrity, gas interchangeability.

DESCRIPTION:

All the agents of the natural gas industry are to a greater or lesser extent related to the gas quality parameters and their control. For the transmission and distribution network operator companies, gas quality control is a very important aspect of their operation and maintenance activities, since the presence of components or parameters outside the gas quality specifications can cause problems to the integrity and operation of the infrastructure, which can lead to an increase in costs related to repairs and maintenance. Particularly in Colombia, all aspects related to the quality control of gas and the investments required to carry it out are regulated by the gas and energy regulation commission (CREG). Therefore, gas quality control is a compromise between the impact of decreasing combustion phenomena and the modification of the operating conditions at the points of entry.

On the other hand, national government entities that tend to comply with public health policies also have gas quality control as a tool to comply with health and environmental protection requirements, these aspects are mainly related with natural gas interchangeability. Finally, for end users, whether in residential or industrial consumption, the gas quality aspects are reflected in terms of the efficiency of the combustion processes that use natural gas as a source of energy, as well as on the operational security of custody transfer systems.

* Monograph.

** Faculty of Physic-Chemistry Engineering. Specialization in Natural Gas. Director: Jhonn Fredy Velosa Chacón.

INTRODUCCIÓN

La integridad de las líneas de transporte y sus facilidades (estaciones de compresión, regulación, calentamiento y medición), así como la operatividad de las mismas, se ve afectada en gran medida por las propiedades físicas y composición del fluido que se transporta. Es por esta razón que la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), a través del Reglamento Único de Transporte -RUT- Resolución 071 de 1999 y sus modificaciones, definió las características del gas que debería ser suministrado por los productores a las líneas de transporte y redes de distribución.

En su estado natural el gas está conformado por diferentes elementos hidrocarburos que en mayor o menor medida contribuyen a definir el contenido energético del combustible. Sin embargo, en los yacimientos de gas natural también se hacen presentes diferentes tipos de componentes, no hidrocarburos, los cuales tienen el potencial de modificar las propiedades o características del gas.

Una vez es extraído el gas, se debe controlar las características y/o composición del producto final para venta por parte de los productores, para lo cual se hace uso de las plantas de procesamiento y tratamiento del gas, las cuales generalmente operan de manera continua. Dependiendo de las condiciones de proceso, cualquier cambio en las variables de funcionamiento de las plantas (presiones, temperaturas, flujos, etc.), puede ocasionar una variación significativa en la corriente de gas procesado hasta presentar incumplimientos regulatorios.

La instalación de analizadores de calidad de gas en línea es el método con mayor aceptación en la industria para el control de los parámetros regulatorios

relacionados con la calidad del producto, por tal motivo, el entendimiento tanto de los analizadores como de las etapas de tratamiento del gas son muy importantes para mantener la operatividad segura, confiable y eficiente de las líneas de transporte.

Debido a las condiciones mencionadas anteriormente, cada vez es mayor el número de puntos de transferencia de custodia que requieren la instalación de equipos adecuados para el control de calidad de gas, lo cual es un reto para las compañías transportadoras teniendo en cuenta la cantidad de tecnologías de análisis que pueden ser empleadas y el limitado número de referencias técnicas para su evaluación.

En el presente trabajo se consolidará el panorama actual que debe ser empleado por las empresas transportadoras para el control de la calidad de gas en los puntos de entrada, con un especial enfoque en las tecnologías empleadas y los efectos que pueden tener los diferentes parámetros en la operatividad y la integridad de las redes de transporte.

Por otro lado, el alcance del trabajo permitirá establecer un resumen con las mejores prácticas empleadas por la industria para garantizar la operación confiable de los analizadores empleados en el control de la calidad del gas natural.

1. CALIDAD DE GAS NATURAL

Como es usual en la comercialización de cualquier producto, no es suficiente con determinar la cantidad involucrada en la transacción, sino que también es relevante la calidad del mismo. En la industria del gas natural, las transacciones comerciales se dan en los puntos denominados “transferencias de custodia”, es por consiguiente allí donde se debe determinar tanto la cantidad como la calidad del producto en custodia transferido del productor al transportador.

En la cadena del gas natural, no necesariamente solo en transporte, los parámetros de calidad de gas monitoreados son diversos y dependen de diferentes aspectos. Usualmente, la regulación en los países, o en algunos casos los contratos, definen un conjunto de parámetros a través de los cuales se controla el gas natural que se comercializa, de tal forma que se conserve una relación costo-beneficio adecuada para cada uno de los agentes. No obstante, para cada etapa en la cadena del gas natural es posible identificar los aspectos que son de mayor relevancia de acuerdo con sus intereses particulares.

Las exigencias de parámetros de calidad de gas no buscan beneficiar solo a una de las partes, sino que por el contrario lo que pretende es considerar a todos los agentes para evitar afectación de los diferentes actores.

Los valores asociados a los parámetros de calidad de gas, así como los márgenes de variación para cada uno de ellos, van a depender de factores como: características del gas en el yacimiento, técnicas empleadas para el tratamiento y procesamiento del gas. Lo relacionado con la variación es de gran importancia en términos de eficiencia energética, ya que siempre se busca contar con fuentes de suministro estables, con muy poca variación en los parámetros de calidad, de tal

forma que los procesos industriales que emplean el gas natural se vean afectados lo mínimo posible con respecto a su punto de óptimo desempeño. Particularmente en Colombia, en años recientes se ha presentado un aumento significativo de las fuentes convencionales de suministro de gas natural que ingresa a las redes de transporte, aspecto que trae consigo una amplia variación en los parámetros de calidad de gas monitoreado. Adicionalmente, el potencial de aumento en la variación de estos parámetros se ve incrementado por las nuevas fuentes de suministro que están en proceso de implementación, tales como “shale gas” y “gnl”.

En el presente documento se abordará la revisión de los parámetros de calidad de gas considerando su efecto en los diferentes elementos o procesos que se encuentran a lo largo de la cadena del gas, los diferentes parámetros que los caracterizan, los límites empleados para verificación, así como las técnicas empleadas para control y monitoreo.

1.1. CONTROL DE CALIDAD DE GAS EN REDES DE TRANSPORTE

Como se estableció en la sección anterior, la relevancia en los parámetros para el control de calidad de gas dependen del agente de la cadena que los esté evaluando, sin embargo, se puede afirmar que en las redes de transporte confluyen la mayoría de requerimientos de calidad de gas, debido principalmente a que para prestar el servicio público de transporte de gas desde las fuentes de suministro hasta los centros de consumo, el transportador mantiene relación operativa y comercial con todos los agentes de la cadena.

En consideración a lo anterior y teniendo en cuenta el objetivo principal del presente documento, se realizará a continuación una descripción de los parámetros más relevantes que definen la calidad del gas natural en las redes de

transporte, partiendo de tres aspectos fundamentales: 1) la composición del gas, a partir de lo cual se pueden establecer las características físico-químicas del mismo, 2) los parámetros relacionados con el contenido energético y 3) los efectos de la calidad del gas en la operatividad e integridad de las redes de transporte y las estaciones de compresión.

Como complemento a la descripción de los parámetros mencionados anteriormente, se incluirá un cuarto aspecto a considerar en el control de calidad de gas, el cual está relacionado principalmente con el usuario final; dicho aspecto contempla lo concerniente a seguridad, medio ambiente y eficiencia energética. Teniendo en cuenta el limitado uso que se da a estos parámetros en el contexto nacional, se realizará una descripción general con la finalidad de establecer el panorama actual y los avances que se han dado para incluir dicho aspecto en la industria nacional del petróleo y del gas.

1.2. COMPOSICIÓN DE GAS NATURAL

Cuando se realiza la evaluación de la calidad de un gas con potencial de ingreso a la red de transporte, o incluso cuando un productor está evaluando las características de un yacimiento particular, el primer aspecto a verificar es la composición del gas natural; a partir de dicha composición se puede establecer muy rápidamente aspectos como: contenido de energía, contaminantes, requerimientos de tratamiento y/o procesamiento del gas, entre otros.

Para determinar la composición del gas natural se emplean generalmente técnicas de cromatografía, como se verá más adelante en el capítulo 3; los métodos para determinar la composición del gas natural se encuentran normalizados, entre los cuales los más utilizados por la industria del gas y del petróleo son los métodos

publicados por GPA¹ y ASTM², en los estándares ASTM D1945 [2] y GPA 2286 [3] respectivamente.

Antes de realizar cualquier análisis de cromatografía a una muestra de gas, se debe tener en cuenta que dicha muestra se debe haber recolectado siguiendo métodos estándar para la correcta recolección, acondicionamiento y manejo, de tal forma que se garantice que la muestra analizada es representativa del gas en la línea. Entre los métodos estándar que se pueden emplear se encuentran los establecidos por API³ en el estándar API MPMS 14.1 [4].

Teniendo en cuenta que el gas natural es una mezcla compleja de elementos hidrocarburos y no hidrocarburos, se realizará a continuación una descripción de los diferentes constituyentes del gas, así como de propiedades físicas y/o químicas que pueden afectar la calidad del gas natural transportado por tuberías. Conocer las características del gas y las propiedades químicas de los componentes permite al productor, o a los agentes involucrados, controlar la calidad del gas mediante una amplia variedad de procesos o tecnologías, las cuales serán descritas en el capítulo 2.

1.2.1. Hidrocarburos gaseosos. Las moléculas de hidrocarburo, compuestas por hidrógeno y carbono, son caracterizadas comúnmente a partir del número de átomos de carbono en cada molécula. El componente predominante del gas natural en las redes de transporte es el metano, el más simple de los hidrocarburos con un átomo de carbono y 4

átomos de hidrógeno. Es tan relevante la simplicidad del metano y a la vez la importancia para la industria, que en regiones altamente beneficiadas por la

¹ GPA: Gas Processors Association.

² ASTM: American Society for Testing Materials.

³ API: American Petroleum Institute.

presencia de este hidrocarburo le han realizado homenajes a través de esculturas como la que se encuentra en la región de Groningen, Holanda (Figura 1).

Otros componentes hidrocarburos que hacen parte de la mezcla de gas natural son: etano, propano, butano(s), pentano(s), hexano(s) y los hidrocarburos sucesivos, los cuales se encuentran en menor concentración a medida que se incrementa el número de átomos de carbón; dichos hidrocarburos son conocidos como hidrocarburos pesados. Los componentes hidrocarburos en el gas natural varían con cada fuente de suministro.

En Colombia, el gas natural proveniente de los campos de la Guajira es un gas con alto contenido de metano, cercano al 98%; mientras que el gas producido en los campos ubicados en los llanos orientales generalmente contiene mayor cantidad de hidrocarburos pesados y por lo tanto el metano solo puede alcanzar valores de hasta 85%. Como se revisará en detalle más adelante, esta característica es determinante en las propiedades de cada uno de los gases, como por ejemplo: poder calorífico, densidad, punto de rocío de hidrocarburo, etc.

Figura 1. Molécula de metano – monumento en Groningen (NL).



Fuente: Adaptado de Gasunie⁴.

⁴ Gasunie: Compañía operadora de la infraestructura de transporte de gas natural en Holanda.

Para la determinación de propiedades del gas natural como el poder calorífico o la densidad relativa, es suficiente contar con la composición del gas hasta C6 (Hexanos); no obstante, para la determinación de otras propiedades del gas natural como el punto de rocío de hidrocarburo a partir de ecuaciones de estado, es necesario contar con la composición de los hidrocarburos más pesados, llegando incluso a C12, lo anterior con la finalidad de obtener un mejor desempeño en las ecuaciones de estado utilizadas [5].

1.2.2. Seudo-componentes hidrocarburos. En el contexto de medición de energía, es posible caracterizar algunos componentes como grupo en lugar de componentes individuales. Un grupo de componentes puede ser considerado como un “seudo-componente” cuyas propiedades son inferidas a partir de los diferentes elementos que lo componen.

Cuando se determina la composición de un gas es usual el uso del seudo-componente C6+, el cual representa la suma de los hidrocarburos cuyo número de átomos de carbono es superior a 6. Normalmente, C6+ representa una proporción predeterminada de nC6 (hexano), nC7 (heptano) y nC8 (octano).

La proporción empleada en estos seudo-componentes no está definida de manera estándar en las normas, por tal motivo, algunos fabricantes de analizadores emplean por defecto la proporción 60/30/10 (60% hexano, 30% heptano y 10% octano) para definir el seudo-componente C6+. No todos los fabricantes adoptan la misma proporción, por lo cual es recomendable verificar dicho parámetro para garantizar que la proporción si es representativa de la muestra de gas a analizar.

En algunos casos el efecto de emplear un seudo-componente no es significativo y por lo tanto indiferente si se cuenta o no con dicha configuración. Por ejemplo, en composiciones de gas que incluyen fracciones inferiores a 0,05% molar de C6, el

impacto en el cálculo del poder calorífico por emplear un pseudo-componente C6+, con proporción 60/30/10, es inferior a 0,02%.

Por otro lado, en composiciones de gas natural con fracciones de aproximadamente 0,5% molar de C6, la variación en el poder calorífico al emplear un pseudo-componente C6+, con proporción 60/30/10, es cercana al 0,2%. La influencia de emplear la proporción C6+ en este ejemplo es notablemente superior al resultado obtenido en el primero [7].

1.2.3. Componentes inertes y diluyentes. En la composición del gas natural se encuentran elementos gaseosos considerados inertes y diluyentes, debido a que no contribuyen con el poder calorífico del gas.

Los componentes **inertes** son aquellos que no presentan reactividad química con la tubería o con las facilidades, el principal componente inerte presente en el gas natural es el nitrógeno (N); sin embargo, también se encuentran presentes otros inertes como el argón (Ar) y el helio (He), aunque estos dos últimos en concentraciones muy bajas.

En contraste con la definición de componentes inertes, los componentes **diluyentes** son aquellos que podrían reaccionar químicamente con la tubería o con las facilidades, el principal diluyente presente en el gas natural es el dióxido de carbono (CO₂); sin embargo, también se pueden presentar otros tipos de diluyentes como el oxígeno.

Es importante resaltar que en términos regulatorios y/o contractuales es usual considerar como “total de inertes” a la suma de los componentes no hidrocarburos, nitrógeno y dióxido de carbono. No obstante, la relación entre estos componentes debe tenerse en cuenta debido a que en algunos casos pueden impactar las facilidades, tuberías y ciertas aplicaciones de usuarios finales, como por ejemplo,

cuando se realiza acondicionamiento de gas mediante la mezcla con nitrógeno o aire para dar cumplimiento a parámetros relacionados con intercambiabilidad de gas. Los límites empleados para cada uno de estos componentes serán cubiertos en la siguiente sección.

- Nitrógeno

El nitrógeno es un gas inerte incoloro e inodoro, no corrosivo, y presente en el gas natural. Su presencia puede tener un impacto negativo en la capacidad y eficiencia de ciertos procesos, incluyendo el GNL.

El nitrógeno es empleado en procesos de regasificación de GNL para dar cumplimiento a requerimientos regulatorios o contractuales, ya que la inyección de nitrógeno disminuye el poder calorífico del gas e incrementa su densidad.

Normalmente el límite máximo de nitrógeno es incluido como parte del total de inertes permitido en una corriente de gas; también es común limitar el contenido de nitrógeno como parte de los inertes totales y a su vez como componente individual.

1.2.4. Otros componentes (trazas). Algunos constituyentes y componentes químicos que se encuentran presentes de manera natural en algunas fuentes de gas natural son considerados contaminantes, esto es debido a que no añaden ningún valor económico a la corriente de gas y si pueden tener efectos químicos o biológicos, con potencial de impacto para el usuario final o la misma red de transporte. Otros constituyentes del gas como el hidrógeno y productos de gas de refinería, que no son encontrados de manera normal en cantidades reportables dentro de la calidad de gas de una tubería, son generalmente considerados dentro de la categoría de trazas.

Trazas contaminantes que pueden ser encontradas en el gas natural incluyen varios tipos de metales (plomo, mercurio, arsénico, entre otros), componentes aromáticos (tales como BTEX: benceno, tolueno, etilbenceno y xileno), monóxido de carbono, PCBs (policlorobifenilos), polvo, bacterias, contaminantes del biogás, partículas, etc.

Cada fuente de suministro requiere una evaluación química cuidadosa mediante muestreo y métodos analíticos que puedan ser más complejos que aquellos empleados para análisis rutinario de gas natural. Algunos compuestos requieren la instalación de instrumentos de medición en línea, debido a que la composición del gas puede variar significativamente de pozo a pozo como consecuencia de la inconsistencia natural de los materiales.

Otros gases, tales como hidrógeno, gases de refinería y otros, pueden contener también una variedad de trazas en concentraciones no típicas de acuerdo con la calidad de los gases transportados por gasoductos. Estos gases requieren ser evaluados detalladamente antes de ser aceptados en un sistema de distribución, ya que su presencia puede impactar negativamente los requerimientos del usuario final.

Es usual también encontrar parámetros de calidad de gas que si bien no obedecen a una necesidad puntual de uno de los agentes de la cadena, si son de interés general debido al impacto que podría llegar a tener en la salud de las personas o el medio ambiente. Como ejemplo puntual de este tipo de parámetros se puede considerar la recomendación existente en algunos países en cuanto al monitoreo de materiales radioactivos naturales, NORM⁵ por su sigla en inglés, entre los que se incluyen isótopos específicos de Torio y Uranio [1]. Aunque estas recomendaciones son aplicadas en la actualidad en muy pocos países, principalmente en la región europea, si han sido de amplio debate debido al

⁵ NORM. Naturally-Occurring Radioactive Materials.

impacto que estos contaminantes pueden tener en la salud de las personas y el medio ambiente.

2. PARÁMETROS DE CALIDAD EN GAS NATURAL

Diferentes tipos de parámetros físicos y químicos son requeridas en los procesos operativos y de comercialización del gas natural, la mayoría de estos parámetros son calculados a partir del análisis de composición del gas natural; Estos parámetros describen el efecto físico de variar la composición del gas en sistemas de transporte o distribución así como en aplicaciones y procesos de combustión para uso final. Por este motivo es que dichos parámetros son generalmente incluidos en los contratos o definidos regulatoriamente por el agente competente en cada país o región.

El cálculo de algunos parámetros muestra más sensibilidad que otros ante errores o variaciones en la composición. Por ejemplo, los cálculos de punto de rocío de hidrocarburo tienden a ser muy sensibles a la concentración de los hidrocarburos pesados.

En el cálculo de propiedades no se puede asumir que la incertidumbre asociada a la determinación de un parámetro puede ser aplicable a otro a partir de la misma composición.

En la Tabla 1 se encuentran relacionadas las propiedades del gas más representativas que son empleadas en transporte de gas por tuberías, cada una de las propiedades cuenta con un método estándar para su determinación. Aunque en la tabla solo se referencien los estándares publicados por AGA y ASTM, el cálculo de cada una de las propiedades del gas natural referenciadas en la tabla cuenta con su equivalente en ISO.

Tabla 1. Calculo de propiedades del gas natural

Propiedad	Norma aplicable
Poder calorífico y densidad	ASTM D 3588 [10]
Compresibilidad	AGA Report No. 8 [8]
Índice de Wobbe	AGA Report No. 5 [7]
Velocidad del sonido en GN	AGA Report No. 10 [9]

Las ecuaciones relacionadas en la Tabla 1 en general cuentan con un margen muy amplio de composición de gas natural para su aplicación. No obstante, debido a la naturaleza del modelo matemático empleado, la determinación del factor de compresibilidad cuenta con restricciones mayores para su aplicación.

En la Tabla 2 se identifican los rangos de características del gas para los cuales puede ser usado el reporte AGA No. 8 [8]. La columna denominada “rango normal de aplicación” establece los rangos de las características para los cuales se obtiene el mejor desempeño del modelo alcanzando niveles de incertidumbre inferiores a 0,1%. El uso de este modelo para cálculo de propiedades por fuera de estos rangos no es recomendado.

Tabla 2. Rangos de mezcla de gases para aplicación de AGA8.

Característica del gas	Rango normal de aplicación
Densidad relativa (60°F-14,73 psia)	0,554 a 0,87
Poder calorífico superior (60°F-14,73 psia)	477 a 1150 Btu/pie cúbico estándar
Porcentaje molar de metano	45 a 100,0
Porcentaje molar de nitrógeno	0 a 50,0
Porcentaje molar de CO ₂	0 a 30,0
Porcentaje molar de etano	0 a 10,0
Porcentaje molar de propano	0 a 4,0
Porcentaje molar de butano	0 a 1,0
Porcentaje molar de pentano	0 a 0,3
Porcentaje molar de C ₆ +	0 a 0,2
Porcentaje molar de helio	0 a 0,2
Porcentaje molar de hidrogeno	0 a 10,0
Porcentaje molar de CO	0 a 3,0
Porcentaje molar de argón	0
Porcentaje molar de oxígeno	0
Porcentaje molar de agua	0 a 0,05
Porcentaje molar de H ₂ S	0 a 0,02

Fuente: adaptado de AGA Report No. 8 [8].[1]

2.1. CONTENIDO ENERGÉTICO

Se puede afirmar que el principal parámetro de calidad considerado en transporte de gas natural es el poder calorífico, ya que a partir de dicho parámetro y junto con la medición de cantidad de gas en los puntos de transferencia de custodia (volumen), se determina la cantidad de energía recibida del productor o entrega al agente respectivo.

Todos los contratos de transporte, las cuentas de balance de gas entre los agentes, así como las diferentes nominaciones diarias para transporte se realizan en términos de cantidad de energía. El poder calorífico es un parámetro muy útil a la hora de definir la capacidad de transporte de una tubería, ya que al incrementar el poder calorífico también se incrementa la capacidad de transporte de energía por el gasoducto.

Debido a que las redes de transporte están en la capacidad de recibir gas de diferentes fuentes de suministro, un agente en particular podría comprar gas de una fuente y recibir de otra, en estos casos, aunque no reciba el gas con la calidad que le fue comprada al productor, si recibe exactamente la misma cantidad de energía adquirida. En la medida en que las fuentes de suministro de gas en el país se amplíen, así mismo se presentarán más situaciones de mezcla de gases como la descrita anteriormente.

En términos termodinámicos, el poder calorífico corresponde a la cantidad de calor generado por la combustión completa de una unidad de gas natural, lo cual se deriva de la entalpía de la reacción de combustión, una función que requiere especificar muy bien el estado termodinámico de los reactantes (combustible, aire) y los productos (dióxido de carbono, agua y exceso de aire). El poder calorífico es altamente dependiente de la composición del gas y por lo tanto de la fuente de gas y del nivel de procesamiento del mismo. Los rangos del poder calorífico pueden

variar en función del usuario al que se quiera atender, por ejemplo, contrario a lo que se esperaría, las plantas térmicas requieren gas natural con poder calorífico bajo para poder aprovechar mejor la energía contenida e incrementar sus niveles de eficiencia.

Debido a la necesidad de expresar el estado termodinámico de los reactantes, el poder calorífico puede ser expresado de diferentes formas, entre las cuales se cuenta con las siguientes:

- **Poder calorífico superior.**

También conocido como poder calorífico bruto. Se define como la cantidad de energía generada por combustión estequiométrica completa de una cantidad definida de reactantes, donde los productos de combustión son llevados a la temperatura de los reactantes y el agua producida por la combustión es condensada. Se asume que el vapor de agua que acompaña el combustible no quemado se ha condensado en la corriente de gases de escape. No se considera el vapor de agua que acompaña el aire de combustión.

- **Poder calorífico inferior.**

También conocido como poder calorífico neto. Corresponde a la energía generada por combustión estequiométrica completa de una cantidad definida de reactantes, donde los productos de combustión son llevados a la temperatura de los reactantes y el agua producida por la combustión permanece en estado gaseoso.

- **Poder calorífico seco y saturado (húmedo).**

Cuando se hace referencia a poder calorífico húmedo, se asume que el gas se encuentra saturado con vapor de agua y que el volumen real de gas seco quemado es el valor seco menos el volumen de vapor de agua que de otra forma podría estar ocupado por el gas. Para propósitos de algunas normas, el gas seco es aquel que cuenta con menos de 112 mg/m³ de vapor de agua o 7 lb/MMPC.

Para cálculos de energía que involucran gas natural seco, el porcentaje molar de concentración de agua es menor a 0,01% y por lo tanto se asume que su valor es cero.

El poder calorífico es calculado como la suma proporcional de los valores de entalpía de combustión para cada componente de la mezcla de gas definida a unas condiciones de referencia. Mientras que los componentes inertes (nitrógeno, dióxido de carbono, etc.) no cuentan con poder calorífico, la energía de combustión por unidad de volumen de los hidrocarburos incrementa con la adición de átomos de carbono a la cadena de hidrocarburos. En la Tabla 3 se encuentran los poderes caloríficos de diferentes componentes del gas natural expresados a 60°F y 14,696 psia.

Tabla 3. Poder calorífico para diferentes componentes del gas natural

Componente	Poder calorífico (Btu/pie ³)
Metano	1010,0
Nitrógeno	0
Dióxido de carbono	0
Etano	1759,7
Propano	2516,1
i-Butano	3251,9
n-Butano	3262,3
i-Pentano	4000,9
n-Pentano	4008,9
Hexano	4755,9

Fuente: adaptado de ASTM D3588 [10].[1]

Para una composición particular de una mezcla de gas natural, el poder calorífico es igual a la sumatoria de las diferentes fracciones molares de cada componente por su correspondiente poder calorífico de acuerdo con Tabla 3. En la Tabla 4 se presenta un ejemplo de cálculo de poder calorífico a partir de la fracción molar y la contribución en el poder calorífico de cada uno de sus componentes. La sumatoria de las fracciones molares debe ser 1,0 para garantizar que no se está desestimando o sobre estimando algún componente, en caso tal que la sumatoria

de las fracciones molares no sea 1,0, se debe realizar un proceso de normalización antes de proceder con el cálculo de cada una de las contribuciones.

Tabla 4. Cálculo de poder calorífico para una mezcla de gas natural (ejemplo)

Componente	Poder calorífico a 60°F - 14,696 psia (Btu/pie ³)	Fracción molar mezcla de GN	Contribución por componente (Btu/pie ³)
Metano	1010,0	0,8302	838,50
Nitrógeno	0	0,0035	0
CO2	0	0,0202	0
Etano	1759,7	0,0745	131,10
Propano	2516,1	0,0439	110,46
i-Butano	3251,9	0,0083	26,99
n-Butano	3262,3	0,0108	35,23
i-Pentano	4000,9	0,0031	12,40
n-Pentano	4008,9	0,0025	10,02
Hexano	4755,9	0,0030	14,27
Sumatoria		1,0000	1178,97

Como se ha mencionado anteriormente, el poder calorífico debe expresarse a unas condiciones determinadas para poder contar con un parámetro comparativo y reproducible. De acuerdo con el Reporte AGA No. 5 [7], una descripción completa cuando se reporta el poder calorífico del gas natural debe incluir los siguientes aspectos:

- **Unidad de medida**

Las unidades de medida para expresar el poder calorífico deben ser unidades de energía por unidad de volumen o masa, entre las más comunes se encuentran las siguientes: BTU/pie³, MJ/m³, MJ/kg. En el caso particular de Colombia, en la industria del gas y del petróleo se suelen utilizar comúnmente las unidades de BTU/pie³.

- **Superior versus inferior**

Para aplicaciones de transferencia de custodia, la base sobre la cual se reporta el poder calorífico debe ser el poder calorífico superior (bruto).

- **Seco versus saturado**

Para aplicaciones de transferencia de custodia, la base sobre la cual se reporta el poder calorífico debe ser poder calorífico de gas seco.

- **Temperatura y presión de referencia**

Aunque las condiciones a las cuales están expresados los poderes caloríficos son 60°F y 14,696psia (ver Tabla 3), por consistencia, las condiciones para expresar el poder calorífico volumétrico deben ser idénticas a las empleadas para la medición de volumen. En el caso de Colombia, estas condiciones son: 60°F y 14,65 psia. Cuando estas condiciones difieren se debe realizar la conversión mediante la multiplicación del poder calorífico por la relación entre la presión de referencia requerida (14,65 psia) y la presión de las tablas (14,696). El ejemplo de la Tabla 4 da como resultado 1175,28 BTU/pie³ expresado a 60°F y 14,65 psia.

De acuerdo con lo establecido anteriormente, la descripción completa del poder calorífico obtenido en el ejemplo de la Tabla 4, después de hacer la conversión a las condiciones de referencia en Colombia, es la siguiente:

Poder calorífico de 1175,28 BTU/pie³, superior, seco a condiciones de 60°F y 14,65 psia.

Al no referirse uno de estos parámetros se podría estar incurriendo en diferencias significativas en el valor asociado al poder calorífico, lo cual puede tener efectos considerables desde el punto de vista económico, ya que como se resaltó anteriormente, todas las transacciones de gas natural se dan en términos de energía.

2.2. OPERATIVIDAD E INTEGRIDAD DE LAS REDES

Una vez definida la composición de la mezcla de gas natural y a partir de ella el contenido energético, lo siguiente que debe realizarse para evaluar la calidad del gas es determinar los parámetros que pueden afectar aspectos operativos, de disponibilidad de la red de transporte e integridad de la infraestructura; requiriendo mayor cantidad de corridas de limpieza y herramientas inteligentes para determinar corrosión interna de las tuberías, así como el aumento en las rutinas de mantenimiento realizadas a las facilidades de entrega, como por ejemplo unidades de filtración y regulación.

Entre los parámetros de calidad de gas que afectan los aspectos mencionados se encuentran: contenido de vapor de agua, punto de rocío de hidrocarburo, contenido de H₂S, azufre total, oxígeno y dióxido de carbono. A continuación se describe como es el comportamiento de cada uno de ellos y como afecta la operatividad e integridad de la infraestructura de transporte.

2.2.1. Contenido de vapor de agua. El gas en cabeza de pozo está de parcial a completamente saturado con vapor de agua y por lo tanto es potencialmente problemático para su transporte y utilización. Por tal motivo, los productores emplean diferentes técnicas de procesamiento de gas mediante las cuales elimina la mayoría del vapor de agua en la corriente de gas que es suministrado a las redes de transporte. Aunque no todo el vapor de agua puede ser eliminado, si se debe tener en cuenta que dicho vapor no corresponde a agua libre en la tubería, lo cual no es aceptable en ninguna proporción. En consideración a lo anterior, la industria ha establecido límites prácticos aceptables para minimizar los riesgos o problemas asociados con el exceso de vapor de agua.

La naturaleza y amplitud de los problemas asociados con el contenido excesivo de vapor de agua puede variar dependiendo de otros factores asociados con la

corriente de gas. La composición química del gas es una de las consideraciones cuando se están estableciendo límites aceptables de contenido de vapor de agua. Componentes como dióxido de carbono (CO_2) y ácido sulfhídrico (H_2S), los cuales están presentes de manera común en el gas natural, pueden combinarse con el agua para formar mezclas de ácidos que son corrosivos para las tuberías y otras facilidades con las cuales entran en contacto.

Otro aspecto que se debe considerar es la presión y temperatura de operación a través de los sistemas de transporte y entrega. Al estar cerca del punto de rocío del agua, el vapor de agua contenido en el gas natural puede rápidamente condensarse en líquido a medida que la presión se incrementa o la temperatura decrece. Una vez se forma el líquido se forma, se incrementan los problemas por errores en la medición, formación de hielo e hidratos, entre otros problemas operacionales. El hielo y los hidratos pueden ocasionar falla de equipos y consecuentemente riesgos a la seguridad, así como un incremento en los costos asociados con interrupción de servicio y mantenimientos.

El contenido de vapor de agua puede variar dependiendo de los parámetros operacionales o de las características del gas en una región dada. El efecto de la composición incrementa con la presión y es particularmente importante si el gas contiene CO_2 y/o H_2S . Para un gas natural de bajo poder calorífico (pobre) y con mínimas concentraciones de CO_2 y H_2S (dulce), se pueden emplear correlaciones entre la presión, la temperatura y el contenido de humedad; la más representativa de ellas corresponde al diagrama de Mcketta [11], el cual permite adicionalmente, realizar ajustes de la lectura de contenido de humedad por salinidad y densidad relativa del gas. En la actualidad, ya no se emplean estos diagramas mas que para obtener una aproximación del contenido de humedad, ya que los modelos incluidos en aplicativos de software para modelamiento de procesos son mucho más flexibles y precisos.

Deshidratar el gas para obtener un contenido de vapor de agua específico se puede lograr mediante procesos ampliamente conocidos y disponibles comercialmente. Más adelante se realizará una descripción de los diferentes procesos aplicables.

2.2.2. Ácido sulfhídrico (H₂S). El ácido sulfhídrico (H₂S) es un componente incoloro, tóxico e inflamable. Puede ser encontrado en diferentes concentraciones en gas natural y otras corrientes de gas, gas proveniente de rellenos sanitarios y otros tipos de biogás. El H₂S es usualmente asociado con actividad microbiana como producto de la descomposición orgánica de la materia en ausencia de oxígeno, tal como ocurre en pantanos y alcantarillas. A bajas concentraciones, es típicamente caracterizado por su olor a descompuesto.

El H₂S es corrosivo y puede causar daño en varios grados al acero, cobre o bronce. En presencia de agua, el H₂S se disuelve y puede formar una solución corrosiva, contribuyendo a la formación de sulfuro de hierro en depósitos sólidos de “polvillo negro” y problemas similares. Cualquier venteo a la atmósfera de H₂S debería ser tratado con precaución y podría requerir permisos especiales de las agencias ambientales correspondientes.

Las concentraciones de ácido sulfhídrico pueden ser reducidas fácilmente hasta alcanzar niveles específicos mediante sistemas y procesos muy bien conocidos. Entre los cuales se cuentan: absorción con fase disolvente, captadores de H₂S, adsorbentes con base en óxido de hierro, tamices moleculares y de carbón.

El ácido sulfhídrico contiene sulfuros (tales como mercaptanos y sulfuros orgánicos) que normalmente tienen sus propios límites contractuales o regulatorios y que por lo tanto no deben ser agrupados con los componentes diluyentes o inertes.

2.2.3. Azufre total. El azufre total es la suma de la contribución al azufre de todos los componentes azufrados y se calcula para cada componente que contiene azufre a partir de la masa de azufre. Los componentes azufrados que se encuentra en el gas natural son ácido sulfhídrico, mercaptanos, sulfuros orgánicos y odorantes inyectados. El azufre y algunos componentes azufrados, tales como sulfuro de carbonilo y polisulfuros, pueden ser el resultado de alguna fuente de suministro y la oxidación o reacción en una planta de tratamiento de gas.

Al azufre es potencialmente corrosivo, con o sin agua. El ácido sulfhídrico y los polisulfuros son corrosivos con el cobre en ausencia de agua.

El dióxido de azufre formado como un producto de la combustión es potencialmente corrosivo y puede afectar equipos industriales y residenciales. También incrementa las emisiones en varios procesos de combustión industrial y genera ensuciamiento.

Algunos componentes azufrados pueden ser removidos con facilidad hasta alcanzar niveles tan bajos que permiten evitar impactos en aplicaciones industriales, tal como sucede con el ácido sulfhídrico o los mercaptanos, no obstante, otros componentes requieren técnicas más complejas para lograr su remoción.

2.2.4. Oxígeno. Normalmente el oxígeno no está presente en los yacimientos de gas natural, pero puede introducirse dentro de las corrientes de gas a través de diferentes medios, entre los cuales se cuentan los siguientes: 1) sistemas de respaldo tipo “peakshaving” con aire propanado, 2) inyección de nitrógeno o aire en terminales de importación para GNL, y/o 3) algunos gasoductos con control para intercambiabilidad de gases.

El oxígeno también puede ser encontrado en corrientes de gas producidas a partir de metano en mantos de carbón, procesos o gasoductos que operan a baja presión o vacío, donde la presencia de aire no puede ser evitada del todo. Algunas tecnologías empleadas para separación de nitrógeno también pueden introducir diferentes niveles de oxígeno en las corrientes de gas.

La presencia de oxígeno en combinación con agua libre, dióxido de carbono, H₂S y/o bacterias, puede resultar en casos de corrosión. Las compañías operadores de gasoductos evitan a toda costa la presencia de agua libre en sus tuberías con la finalidad de evitar estos inconvenientes.

Aunque no es una práctica común, el oxígeno, cuando representa un problema para los gasoductos, puede ser removido mediante una amplia variedad de técnicas de procesamiento de gas, incluyendo adsorción en fase sólida y extracción mediante solventes, entre otras.

2.2.5. Dióxido de carbono (CO₂). El dióxido de carbono es considerado un diluyente y es un compuesto químico inodoro e incoloro usualmente encontrado en el gas natural.

Los gasoductos limitan la cantidad de dióxido de carbono en las corrientes de gas natural por diferentes razones. Como se mencionada anteriormente, una de las razones es que la presencia de dióxido de carbono disminuye el poder calorífico de la corriente de gas al ocupar una capacidad útil para transportar otros elementos. En aplicaciones de GNL, el dióxido de carbono debe ser removido antes de la licuefacción para prevenir el congelamiento en los procesos de intercambio de calor y licuefacción. Para algunas aplicaciones de uso final, el dióxido de carbono es considerado como un contaminante del gas natural.

Durante la operación de gasoductos, el dióxido de carbono combinado con agua puede producir ácido carbónico, el cual es corrosivo y puede afectar las tuberías de acero. El riesgo de corrosión en las tuberías puede ser minimizado con un adecuado manejo y monitoreo de la cantidad de agua y vapor de agua presente en la corriente de gas en una tubería.

El dióxido de carbono puede ser removido usando solventes, tamices moleculares, membranas y procesos criogénicos, entre otros.

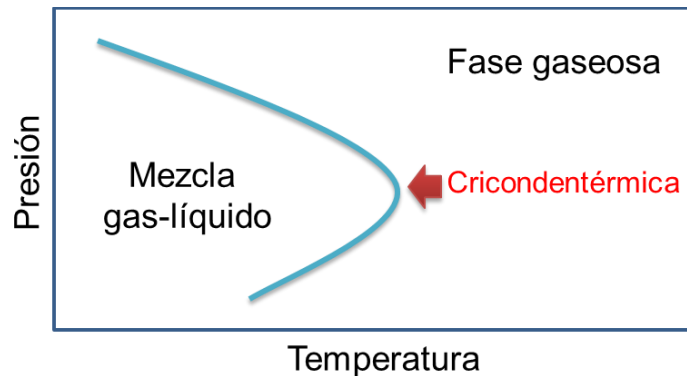
2.2.6. Punto de rocío de hidrocarburo (PRHC). Para mezcla de gases como el gas natural, el límite de fase o línea de punto de rocío que distingue entre las fases de gas y mezcla líquido-gas es una función compleja entre la presión, la temperatura y la composición. La definición científica para el PRHC es la temperatura a la cual se produce la primera formación de hidrocarburo líquido en un gas a una presión constante. Esta definición no es muy práctica, ya que se requiere identificar la temperatura cuando las primeras dos moléculas se unen para formar una micro gota de líquido que hasta hace un momento se comportaban de acuerdo con las leyes de los gases.

Las experiencias en campo prueban que esta no es una definición práctica de PRHC. Una mejor aproximación empleada ampliamente en la industria es que el PRHC corresponde a la temperatura cuando se forma la primera gota de líquido hidrocarburo sobre una superficie a presión constante. Esta definición es parte de un método estándar contemplado en la ASTM D1142 [12].

El PRHC es dependiente de la presión, la temperatura y la composición del gas, los componentes pesados se condensarán a más altas temperaturas. Como regla general se puede decir que a mayor poder calorífico, más alto será el PRHC. En la Figura 2 se encuentra un diagrama del comportamiento del punto de rocío de hidrocarburo para una mezcla típica de gas natural, en la cual se puede identificar

la máxima temperatura de punto de rocío, conocida como temperatura cricondentérmica, así como las zonas correspondientes a la fase gaseosa y la fase de mezcla gas-líquido. Cada campo y proceso del gas cuenta con una curva diferente debido a la variación en la composición.

Figura 2. Diagrama comportamiento punto de rocío de hidrocarburo.



La aparición de hidrocarburo líquido en los sistemas de transporte de gas tiene diferentes impactos en la operación dependiendo de en donde aparece. Por ejemplo, cuando se presenta condensación aguas arriba de una facilidad de separación y plantas de procesamiento de gas puede no ser importante, si estas facilidades están diseñadas para el manejo de líquidos libre en la tubería. En cualquier otro lugar del sistema, deben ser aplicadas las especificaciones de calidad de gas para prevenir el desarrollo de condiciones de operación indeseables.

El PRHC es usualmente determinado mediante uno de los siguientes métodos: 1) método directo a partir de la medición real a condiciones de operación, o 2) método indirecto a partir de la composición del gas empleando ecuaciones de estado.

- **Método directo para determinar el PRHC**

La medición directa del PRHC de una corriente de gas natural se realiza mediante un método denominado espejo enfriado, el cual puede ser empleado a las condiciones de línea a una presión fija. Este método, que originalmente se aplicaba de manera manual, consiste en el enfriamiento controlado de un espejo que se encuentra expuesto a la corriente de gas, cuando la temperatura del espejo alcanza un punto en el cual se presenta condensación (empañamiento), se dice que la temperatura del espejo corresponde a la temperatura de punto de rocío de hidrocarburo (PRHC). En la actualidad, diferentes fabricantes abordan complejos métodos automáticos para la determinación del punto exacto en el que se genera la condensación. El método automático tiene la ventaja de eliminar la incertidumbre en la medición por el error humano durante la lectura, proporcionando adicionalmente una lectura en tiempo real.

- **Método indirecto para determinar el PRHC**

A partir de la composición del gas, se puede predecir una relación entre el punto de rocío de hidrocarburo, la presión y la temperatura del gas, lo cual es posible mediante el uso de las ecuaciones de estado que son de común uso en la industria del gas natural. Cuando se emplea un método indirecto para la determinación del punto de rocío de hidrocarburo en la especificación de calidad de un gas, se debe declarar la ecuación de estado (EOS) específica empleada y la caracterización de la fracción de hidrocarburos no medidos que es empleada en los pseudo-componentes, C6+.

2.3. SEGURIDAD, MEDIO AMBIENTE Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

Otro aspecto importante cuando se controlan las especificaciones de calidad de gas es la seguridad y la salud de las personas que emplean el gas natural como fuente energética, así como la eficiencia de los procesos industriales, ya que las

especificaciones de calidad de gas por fuera de los límites establecidos para los equipos o procesos pueden generar emisiones contaminantes peligrosas durante la combustión.

Los parámetros anteriormente mencionados son agrupados en un mismo término, intercambiabilidad de gases. La definición ampliamente aceptada de intercambiabilidad es la siguiente: “Habilidad para sustituir un combustible gaseoso por otro, en una aplicación de combustión, sin cambiar la seguridad operativa, la eficiencia y desempeño en términos del incremento de emisiones contaminantes” [13].

Teniendo en cuenta la dinámica del sector gas natural asociada con temas de confiabilidad, eficiencia, crecimiento de la demanda y necesidad de suministro de gas de fuentes diversas, es normal que las características de un gas varíen significativamente cuando se mezclan gases de diferentes fuentes o regiones. Por tanto, las especificaciones de intercambiabilidad hacen parte de los parámetros de calidad a definir para el gas natural.

En el caso de Colombia, los siguientes son los aspectos más relevantes que impactan la intercambiabilidad del gas:

- Incremento en el número de campos productores con diferentes características que inyectan gas al Sistema Nacional de Transporte.
- Aumento en las fuentes de gas a ser inyectado al Sistema Nacional de Transporte, con características diferentes: gas de yacimientos no convencionales, gas importado, gas asociado, etc.
- Proyección de importación de gas natural licuado a partir del año 2017.

Cuando la composición del gas está por fuera de los límites aceptables de intercambiabilidad, se pueden presentar los siguientes fenómenos [14]:

- Fenómenos relacionados con la combustión:
 - Puntas de llamas amarillas
 - Desprendimiento de la llama del quemador
 - Apagado de la llama
 - Auto ignición del gas
 - Problemas de dinámica de la llama
 - Retroceso de llama

- Fenómenos relacionados con la naturaleza de las emisiones:
 - Monóxido de carbono (CO)
 - Óxidos de nitrógeno (NOx)
 - Hidrocarburos sin quemar (CxHy)

2.3.1. Índice de Wobbe (IW). La intercambiabilidad es evaluada a través de diferentes índices basados en datos empíricos, los cuales han demostrado amplia aplicación para el uso final. Estos incluyen métodos de índice simple basados en entrada de energía, y métodos de índice múltiple que modelan empíricamente el comportamiento fundamental de la combustión. El método de índice múltiple requiere cálculos más complejos en comparación con el método de índice sencillo.

El poder calorífico es un parámetro importante que ha sido incluido en diferentes evaluaciones de intercambiabilidad. Históricamente, el poder calorífico fue empleado como un parámetro sustituto de los cambios de composición que podrían en efecto tener un cambio en la intercambiabilidad. Sin embargo, el poder calorífico por sí solo no es suficiente para medir la intercambiabilidad de acuerdo con lo que se conoce actualmente en temas de intercambiabilidad.

Una medición de intercambiabilidad empleada internacionalmente es el Número de Wobbe, también conocido como Índice de Wobbe (IW). A pesar de haber sido desarrollado en 1927, el índice de Wobbe es el parámetro simple de mayor importancia en la intercambiabilidad de gases. Este parámetro sigue siendo vigente en la actualidad, y seguirá siéndolo pues fue conceptualizado a partir de los fundamentos básicos de operación de los quemadores. El Índice de Wobbe se basa en la descripción física del fenómeno de flujo de gas a través de un orificio de área constante que funciona como inyector o puerto de entrada de energía a un quemador [14].

El flujo de gas en términos de la entrada de energía al quemador ($Q_{energía}$) es equivalente al producto entre el poder calorífico superior del gas (PCS) y el caudal volumétrico (Q_v), Ecuación 1. A presión constante, el caudal volumétrico a través de un orificio fijo es inversamente proporcional a la raíz cuadrada de su densidad relativa (Gr), siendo la densidad relativa el cociente entre la densidad del gas y la densidad del aire a las mismas condiciones de presión y temperatura, Ecuación 2.

$$Q_{energía} = PCS \times Q_v \quad \text{Ecuación 1}$$

$$Q_v \propto \frac{1}{\sqrt{Gr}} \quad \text{Ecuación 2}$$

De esta manera, Wobbe estableció una proporcionalidad que combinaba las ecuaciones de flujo de entrada de energía al quemador y de la hidráulica asociada al flujo de gas, Ecuación 3.

$$Q_{energía} \propto \frac{PCS}{\sqrt{Gr}} = \text{Índice de Wobbe (IW)} \quad \text{Ecuación 3}$$

El Índice de Wobbe representa entonces la energía del gas que es inyectado a un quemador. A partir de este planteamiento Wobbe formuló las siguientes observaciones:

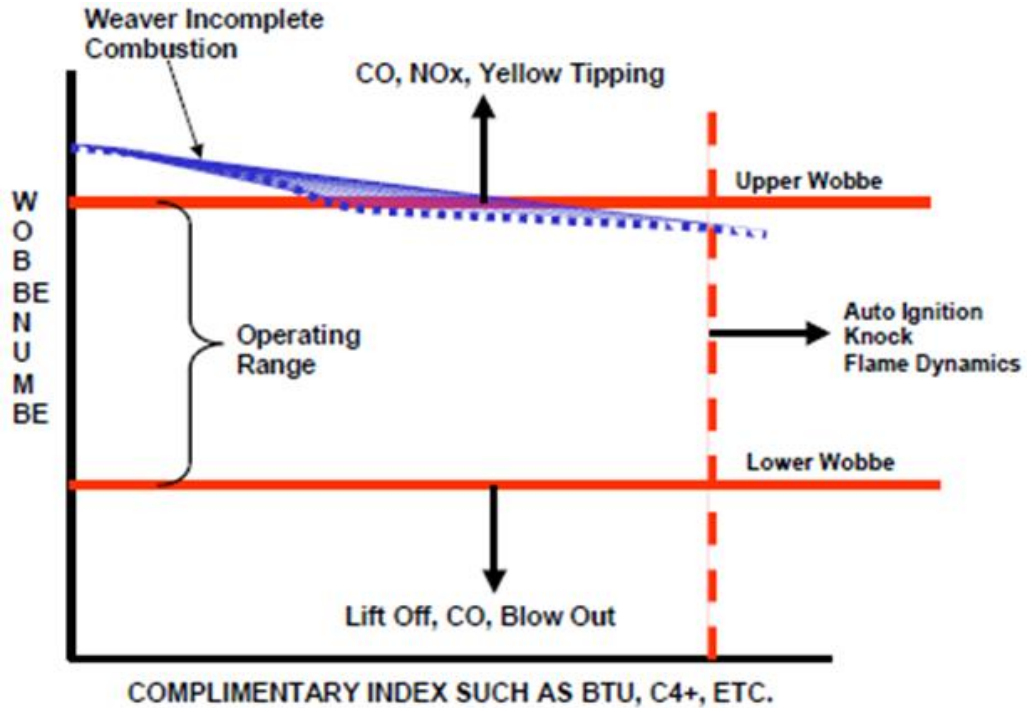
- La energía que suministra un quemador es directamente proporcional al caudal volumétrico de gas que ingresa al quemador (considerando que el diámetro y la presión en el inyector son constantes).
- La velocidad del flujo a través de un orificio dado, a presión constante es inversamente proporcional a la densidad relativa del gas.
- El poder calorífico de un gas es directamente proporcional a su gravedad específica.

Cuanto mayor sea el Índice de Wobbe, mayor será la energía asociada al flujo de gas que pasa a través de un orificio o inyector de determinado tamaño para alimentar un quemador. Dado que en la mayoría de aparatos de combustión, el flujo de gas se regula haciendo pasar el gas a través de un orificio, la gran utilidad del Índice de Wobbe consiste en que para cualquier orificio, todos los gases que tengan el mismo Índice de Wobbe van a suministrar la misma cantidad de energía. De esta manera, el Índice de Wobbe es un indicador sencillo, fácil de usar y que brinda una buena descripción genérica de la intercambiabilidad.

En la práctica, actualmente la mayoría de equipos de combustión de carácter doméstico o industrial soportan variaciones del Índice de Wobbe de hasta $\pm 5\%$. Sin embargo, la debilidad del Índice de Wobbe consiste en su incapacidad para predecir la ocurrencia de fenómenos de combustión indeseados como aquellos que se mencionaron anteriormente. Si bien se considera que el Índice de Wobbe es un parámetro clave de intercambiabilidad, comúnmente se le debe usar en asocio con otros parámetros límites complementarios como por ejemplo el poder

calorífico, el contenido total de inertes y el contenido de hidrocarburos pesados (C4+), entre otros Figura 3.

Figura 3. Efectos de intercambiabilidad de gas.



Fuente: Tomado de NGC+ 2005 [13].

Es así como surgió la necesidad de estudiar experimentalmente el desempeño de diversas mezclas de gases operando sobre quemadores de diferentes diseños para establecer una base de conocimiento que permitiera una mejor predicción de los problemas específicos de intercambiabilidad.

A partir de los estudios se desarrollaron factores adicionales que servían para complementar el Índice de Wobbe, entre los que vale la pena destacar los índices de AGA y los índices de Weaver, los cuales fueron desarrollados en los Estados Unidos.

2.4. EFECTOS DE CALIDAD DE GAS EN FACILIDADES Y PROCESOS

Los potenciales efectos de la calidad de gas en las facilidades y procesos son complejos y pueden variar considerablemente debido a variaciones en materiales de construcción y condiciones operativas del sistema (diseño, temperaturas, flujos, presiones, etc.). Muchas variables asociadas con la calidad del gas natural tienen el potencial de impactar las facilidades de gas y los procesos, por tal motivo, cada etapa de la cadena debe ser evaluada de manera particular de acuerdo con sus consideraciones particulares de diseño.

Algunos componentes o parámetros del gas natural actúan de manera independiente, otros actúan sinérgicamente en combinación con otros componentes, de igual forma se encuentran aspectos que no tienen impacto alguno.

En esta sección se describe en términos generales el impacto potencial asociado con la calidad del gas para diferentes procesos o agentes de la cadena del gas [6].

2.4.1. Producción. Los parámetros más relevantes están relacionados con el contenido de contaminantes e inertes presentes en el yacimiento, lo cual puede variar ampliamente de un campo a otro, ya que los mismos deben ser removidos mediante facilidades que normalmente tienen costos de inversión y mantenimiento considerables para el agente productor. La presencia de estos componentes generalmente también disminuyen el contenido energético por unidad de volumen de gas, lo cual tampoco es deseable para efectos de comercialización del mismo y por lo tanto es necesario removerlos de la corriente de gas.

2.4.2. Transporte. Los parámetros a considerar para los agentes transportadores son los que disminuyen la vida útil de los activos, es decir, que afectan la integridad tanto de las redes de tubería como de las estaciones de compresión; de

igual forma, en las etapas de transporte son relevantes las características de calidad del gas que pueden afectar la capacidad de transporte y que representen un incremento en las actividades relacionadas con mantenimiento: corridas de herramientas de limpieza y mantenimiento de sistemas de regulación y filtración.

La integridad de los diferentes equipos puede ser comprometida cuando la calidad del gas se desvía más allá de los parámetros de diseño. Muchos dispositivos de medición de gas no han sido diseñados para operar apropiadamente cuando una corriente de gas incluye líquidos libres fluyendo o contiene sólidos de cualquier tipo. Los problemas pueden abarcar desde simples errores de medición hasta daño total de los equipos por daño físico.

El dióxido de carbono, oxígeno y componentes azufrados en conjunto con el agua a las condiciones de presión de la tubería puede resultar en un proceso de corrosión acelerado.

Adicionalmente, la humedad en combinación con líquidos del gas natural puede promover la corrosión microbiana inducida, también referida como una corrosión bacteriana. En algunos casos se añaden Biocidas a la corriente de gas para inhibir la corrosión bacteriana, pero estos materiales no siempre son compatibles con los aceites empleados en los sistemas de compresión y sus efectos no están bien definidos para todos los componentes de los sistemas de transmisión y distribución.

2.4.3. Sistemas de distribución. Los hidrocarburos líquidos pueden tener un efecto de enmascaramiento de los odorantes de uso general. Los óxidos de nitrógeno y el arrastre de otros solventes usados en el procesamiento de gas, por ejemplo durante el endulzamiento por aminas, pueden tener efectos severos en la efectividad de los odorantes así como también un efecto perjudicial en los elastómeros de base epóxica.

Algunos componentes de tubería plásticos son sensibles a los componentes alcalinos y a algunos hidrocarburos líquidos. Los componentes azufrados y otras trazas tienen un efecto dañino en algunos plásticos y materiales no ferrosos asociados con los equipos de sistemas de distribución.

2.4.4. Almacenamiento subterráneo. Las facilidades de almacenamiento para gas natural consisten en facilidades subterráneas y sobre superficie. Las facilidades subterráneas incluyen domos de sal, cavernas, pozos agotados y acuíferos. Para asegurar el cumplimiento de los parámetros de calidad para gas natural, se requiere instalar facilidades de deshidratación en la mayoría de almacenamientos subterráneos.

Al igual que en los gasoductos, las tuberías en los pozos y accesorios en el subsuelo pueden experimentar corrosión acelerada en la presencia de dióxido de carbono y componentes azufrados en conjunto con agua y/o oxígeno.

Puede ocurrir un problema medioambiental si trazas de los componentes contaminan acuíferos subterráneos y migran a la parte exterior de la formación de almacenamiento.

3. LÍMITES PARA CONTROL DE CALIDAD DE GAS

Las especificaciones de calidad para gas natural han sido históricamente negociadas de manera individual y consideradas en los contratos entre el comprador o compañía de transporte y el productor o procesador del gas.

No obstante, debido a la importancia económica que tienen las especificaciones de calidad de gas natural para los diferentes agentes, así como el impacto en la salud y el medio, los gobiernos o agremiaciones han hecho esfuerzos para poder estandarizar dichos requerimientos, de tal forma que independiente de los temas particulares de cada contrato, siempre se cuenten con especificaciones de calidad mínimas que garanticen, entre otros, la calidad del producto recibido y transportado, la integridad de las facilidades, la seguridad de las personas, la protección al medio ambiente y recientemente, la eficiencia energética de los procesos productivos que emplean el gas natural como fuente de energía.

A continuación se describen dos modelos internacionales para el manejo de las especificaciones de calidad de gas natural, los cuales son aplicados en estados unidos y países miembros de la unión europea respectivamente; en contraste, se presenta un tercer modelo correspondiente al caso colombiano, el cual está descrito en el Reglamento Único de Transporte [15].

3.1. MODELO NORTEAMERICANO

La entidad encargada en Estados Unidos de regular la transmisión interestatal de energía es la Comisión Federal Reguladora de Energía, FERC por su sigla en inglés; dicha entidad no solo regula los aspectos relacionados con gas natural,

sino que también regula aspectos que involucran la transmisión de electricidad y petróleo.

En 2006, la FERC publicó una política que apoyó la revisión técnica realizada por la NGC⁶ [16] con respecto a intercambiabilidad de gases y punto de rocío de hidrocarburo, en dicho documento definió en términos generales los 5 principios básicos para las relaciones entre los operadores de gasoductos interestatales y sus clientes en lo que se refiere a especificaciones de calidad de gas, los 5 aspectos son los siguientes:

1. Solo pueden ser aplicadas las especificaciones de calidad de gas natural contenidas en la tarifa aprobada por la FERC.
2. Las especificaciones deben ser flexibles y permitir a los gasoductos balancear los aspectos de seguridad y maximización del suministro.
3. Las especificaciones deben ser basadas en ciencia, y su negociación debe involucrar todas las partes interesadas.
4. Las directrices publicadas por NGC deberían servir como un punto de referencia técnico común para la resolución de problemas.
5. Las disputas serán resueltas en la FERC tomando en buena parte los lineamientos dados por NGC.

Posterior a la publicación de la política, la asociación americana de gas, AGA por su sigla en inglés, realizó una actualización al reporte AGA No. 4 [6] considerando las directrices dadas por NGC y la política publicada por FERC.

⁶ NGC: Natural Gas Council. Es un colectivo que representa a casi todas las empresas que producen, transportan y distribuyen gas los Estados Unidos.

Este documento es publicado como una guía para establecer un marco común y una herramienta de referencia para la industria en lo relacionado con calidad de gas natural y los mecanismos para su medición en contratos o tarifas. Proporciona una explicación de la terminología y ejemplos de cómo se debe realizar la medición representativa, así como las cláusulas para transporte de gas natural en gasoductos a través de Norte América.

Aunque se consideran los parámetros de calidad de gas con los rangos límite empleados para minimizar el potencial de impacto al usuario final, el objetivo principal es proporcionar información técnica para emplear en tarifas o contratos, información que promueve la seguridad y confiabilidad de la infraestructura de transporte y distribución mientras se maximiza las oportunidades de suministro.

El Reporte No. 4 de AGA considera específicamente los siguientes aspectos:

- Conceptos básicos de medición y calidad de gas, incluyendo cómo algunos de estos componentes o parámetros pueden impactar los sistemas de tubería y usuario final.
- Rangos típicos de componentes y valores de parámetros encontrados en tarifas y contratos.
- Definiciones de los términos más comúnmente encontrados en contratos de medición y calidad de gas.

La regulación norteamericana es consciente de los retos que tiene la industria para ser capaz de adaptarse a los cambios en la composición del gas, contribuyendo a hacer del gas natural el combustible ambientalmente amigable escogido por la gran mayoría de los usuarios finales. Teniendo en cuenta adicionalmente que los mercados y las fuentes de suministro están en constante

evolución: nuevos campos productores, nuevos almacenamientos, nuevos gasoductos transnacionales, GNL, etc.

Tabla 5. Rangos de parámetros de calidad de gas en Estados Unidos

Especificación de calidad de gas	Rango típico de valores encontrados en los contratos
Mínimo contenido de poder calorífico (Poder Calorífico superior, seco a 14,73 psia y 60°F)	950-1000 BTU/pie ³ estándar
Máximo contenido de poder calorífico (Poder calorífico superior, seco a 14,73 psia y 60°F)	1075 – 1200 BTU/scf
Mínimo índice de Wobbe	1207 – 1340
Máximo índice de Wobbe	1380 – 1400
Mínima temperatura	20° - 65° F
Máxima temperatura	80° - 120°F
Máximo punto de rocío de hidrocarburo	15 – 20 °F
Máximo contenido de vapor de agua	4 – 7 lb/Millón de pie ³ estándar
Máximo azufre total	0,5 a 20 granos / 100 pie ³ estándar
Máximo H ₂ S	0,25 a 1 grano / 100 pie ³ estándar
Máximo contenido de mercaptano	0,2 a 2,0 granos / 100 pie ³ estándar
Máximo tamaño de partículas sólidas	3 – 15 micrones
Máximo contenido de hidrógeno	400 – 1000 ppm
Máximo contenido total de diluyentes (total de inertes)	2 – 6% en volumen
Máximo contenido de CO ₂	1 – 3 % en volumen
Máximo contenido de N ₂	1 – 4% en volumen
Máximo contenido de O ₂	0,001 – 1% en volumen

Fuente: Adaptado de AGA Report No. 4 [6].

En consideración a lo anterior, las compañías productoras no están obligadas a cumplir con unos límites de calidad fijos, sino que los parámetros aplicados y los límites respectivos son particulares de la negociación en cada tarifa y contrato, lo cual si es validado y aprobado por la FERC. Dicha aprobación se realiza teniendo en cuenta el acuerdo entre las partes, en primer lugar, y por su puesto los 5 principios básicos para la relación entre los agentes descritos anteriormente.

Teniendo en cuenta que no hay unos límites a exigir para cada uno de los parámetros de calidad de gas, el reporte AGA No. 4 consolidó la información contenida en los contratos de más de 100 compañías, en orden a obtener los

rangos entre los cuales se encontraban dichos contratos. La información consolidada es solamente para ilustrar los componentes y parámetros que deberían ser considerados durante las negociaciones de tarifas y contratos, no como valores reales de límites aplicables, ver Tabla 5.

[1]

Los contratos individuales pueden no incluir todas las propiedades listadas en la Tabla 5, e incluso podrían incluir algunas otras especificaciones que no se encuentran listadas, como por ejemplo, criterios de intercambiabilidad de gas, trazas, helio, límites para hidrocarburos específicos, etc. La advertencia que realiza AGA con respecto a las especificaciones de calidad de gas, es consultar las condiciones particulares de cada situación con personal de soporte técnico apropiado en orden a poder tomar decisiones con conocimiento.

Dependiendo de la naturaleza del suministro y la capacidad del gasoducto para gestionar razonablemente su sistema, las tarifas de un gasoducto podrían contener cláusulas especiales de seguro para algunos parámetros, con la finalidad de aceptar gas con algún tipo de variación aceptable por fuera de los parámetros de calidad acordados inicialmente.

3.2. ARMONIZACIÓN EUROPEA

Cada uno de los países miembros de la comunidad económica europea cuenta con sus propias regulaciones para definir las relaciones entre los diferentes agentes de la cadena del gas natural, no obstante, la amplia integración de los mercados existentes en dicha región hace necesario contar con un marco general que pueda ser aplicado en los diferentes países.

En virtud de lo anterior, fue creada en 2002 la Asociación Europea para la Coordinación de Intercambio de Energía – gas, EASEE-gas⁷ por su sigla en inglés. Dicha entidad, sin ánimo de lucro, tiene como propósito principal desarrollar y promover prácticas comerciales comunes, CBPs⁸, para simplificar y coordinar los negocios entre todos los agentes de la industria, propendiendo por un mercado de gas Europeo más eficiente y efectivo.

La asociación cuenta con la participación de productores, transportadores, distribuidores, comercializadores, usuarios finales, operadores de terminales de GNL, operadores de plantas de almacenamiento y empresas prestadores de servicios.

Las prácticas comerciales comunes corresponden a normas, procedimientos y/o protocolos usados a través de la industria del gas en Europa y los cuales son recomendados por EASEE-gas para ser adoptados por todos los agentes relevantes de la industria. Entre los documentos publicados se encuentran la armonización de contratos, armonización de procesos de nominación e incluso la armonización de unidades.

Una de estas prácticas comerciales comunes es la identificada como 2005-001/02 - Harmonisation of Natural Gas Quality [17], la cual recomienda las especificaciones de calidad de gas para coordinar en los puntos de frontera, definiendo los parámetros de calidad de gas recomendados, los rangos aplicables y los planes para su implementación en los países.

La aplicación de las prácticas comerciales comunes está limitada a las fronteras entre los países y los puntos de entrada a la Unión Europea, incluyendo los puntos relacionados con GNL y excluyendo los sistemas aislados. La asociación insta a

⁷ EASEE-gas: European Association for the Streamlining of Energy Exchange – gas.

⁸ CBPs: Common Business Practices.

que cada país, de manera individual, evalúe las implicaciones técnicas y de seguridad de la implementación de las especificaciones de calidad de gas, así como el medio óptimo para hacerlo.

Al igual que el modelo norteamericano, se debe entender que las prácticas comerciales de negocio corresponden a recomendaciones para ser implementadas por los organismos competentes de cada país, y que en ningún momento limitan el derecho de las partes para aceptar especificaciones por fuera de los rangos propuestos como base de un acuerdo bilateral existente.

En la Tabla 6 se encuentran los valores máximo y mínimo propuestos por EASEE-gas en la práctica comercial común relacionada con la armonización de los parámetros de calidad de gas.

En los parámetros descritos en la Tabla 6 no se considera el contenido de hidrógeno, debido a que este componente no se encuentra presente en el gas de forma natural. Por tal motivo, se considera que la aplicación de las prácticas son posibles si el contenido de hidrógeno es insignificante. No obstante, previendo la entrada de gases sintéticos/fabricados, la EASEE considera necesario realizar una revisión de los diferentes parámetros propuestos.

Tampoco se incluyen consideraciones especiales con respecto a la odorización, debido a que los parámetros son aplicables a líneas de transporte en las cuales aún no se ha realizado dicho proceso.

Tabla 6. Rangos de parámetros de calidad de gas EASEE-gas

Parámetro	Unidades	Min	Max
Índice de Wobbe	kWh/m ³	13,6	15,81
Densidad relativa	-	0,555	0,700
Azufre total	mg/m ³	-	30
Ácido Sulfhídrico (H ₂ S) + sulfuro de carbonilo (COS)	mg/m ³	-	5
Mercaptanos (RSH)	mg/m ³	-	6
Oxígeno (O ₂)	% mol	-	0,001
Dióxido de carbono (CO ₂)	% mol	-	2,5
Punto de rocío de agua	°C @ 70bar	-	-8
Punto de rocío de hidrocarburo	°C @ 1-70bar	-	-2

Fuente: Adaptado de 2005-001/02 EASEE-gas [17].

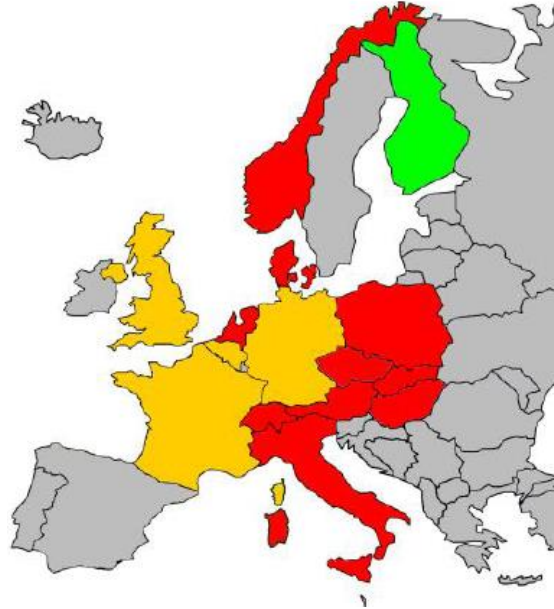
La publicación de una práctica comercial común cuenta con un plan de implementación, el cual puede tener previsto un alcance de varios años, dependiendo de la complejidad del tema.

El último reporte realizado por EASEE-gas con respecto a la implementación de la práctica común relacionada con la armonización de las especificaciones de calidad de gas es del año 2012 [18], en donde se puede observar que después de casi 6 años desde la publicación de la práctica, aún no se ha alcanzado su total implementación en los países.

En la Figura 4 se puede observar el grado de implementación de las prácticas relacionadas con parámetros de calidad de gas, de acuerdo con el último informe publicado por EASEE-gas para el año 2012; en la gráfica se encuentran representados mediante colores los niveles de implementación particularmente relacionados con índice de Wobbe, O₂ y densidad relativa. El color rojo indica que no ha sido implementado ningún aspecto de los parámetros previstos, el naranja indica que están en proceso de implementación y que ya fueron alcanzados algunos de los hitos propuestos y el verde indica que ya fueron implementadas todas las prácticas. Para el caso puntual de la Figura 4, de 36 estados

participantes, solo Finlandia cuenta con todas las prácticas propuestas implementadas.

Figura 4. Armonización parámetros de calidad de gas - implementación



Fuente: Tomado de EASEE-gas[18].

No obstante lo anterior, esta aproximación es un buen ejemplo de la capacidad que tienen las asociaciones de los mismos agentes para gestionar el cambio en las prácticas regulatorias en beneficio de la industria.

3.3. LÍMITES REGULATORIOS EN COLOMBIA

En Colombia, el transporte de gas natural se encuentra reglamentado a través de la resolución 071 de 1999 expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) [15], dicho documento, denominado Reglamento Único de Transporte - RUT, contempla aspectos tanto regulatorios como técnicos que definen las relaciones entre los diferentes agentes del gas natural: Productores, comercializadores, transportadores, distribuidores y usuarios finales.

Entre los aspectos técnicos más importantes establecidos en el RUT se encuentran las especificaciones de calidad de gas, capítulo 6, las cuales deben ser cumplidas por el gas que entrega el productor en custodia al transportador para ser llevado hasta los puntos de salida a los distribuidores o usuarios finales.

A diferencia de los modelos norteamericano y europeo revisados anteriormente, la regulación en Colombia define los límites máximos y mínimos a cumplir para las especificaciones de calidad de gas, dando la potestad al transportador de rechazar el transporte del producto si este no cumple con los parámetros exigidos. El requisito regulatorio anterior se da considerando que si se presentan parámetros de calidad por fuera de las especificaciones se está poniendo en riesgo la integridad y operatividad del sistema de transporte.

Tabla 7. Especificaciones de calidad de gas natural - Colombia

Especificaciones	Sistema internacional	Sistema inglés
Máximo poder calorífico (superior, seco a 14,65 psia y 60°F)	42,8 MJ/m ³	1150 BTU/pie ³ estándar
Mínimo poder calorífico (superior, seco a 14,65 psia y 60°F)	35,4 MJ/m ³	950 BTU/pie ³ estándar
Contenido de líquidos	Libre de líquidos	Libre de líquidos
Contenido total de H ₂ S	6 mg/m ³	0,25 granos / 100 pie ³ estándar
Contenido total de azufre	23 mg/m ³	1 grano / 100 pie ³ estándar
Contenido de CO ₂ máximo	2% en volumen	2% en volumen
Contenido de N ₂ máximo	3% en volumen	3% en volumen
Contenido de inertes máximo	5% en volumen	5% en volumen
Máximo contenido de O ₂	0,1% en volumen	0,1% en volumen
Contenido máximo de vapor de agua	97 mg/m ³	6 lb/Millón de pie ³ estándar
Temperatura de entrega máximo	49 °C	120 °F
Temperatura de entrega mínimo	7,2 °C	45 °F
Contenido máximo de polvos y material en suspensión	1,6 mg/m ³	0,7 granos / 100 pie ³ estándar
Máximo punto de rocío de hidrocarburo	7,2 °C	45 °F

Fuente: Adaptado de RUT [15].

Las especificaciones de calidad de gas son de permanente cumplimiento y es por esta razón que para controlar la condición de entrega se emplean analizadores en línea, los cuales son monitoreados remotamente por parte del transportador a través de los sistemas SCADA. Otro aspecto regulatorio incluido en el capítulo 6 del RUT está relacionado con la propiedad y la responsabilidad de los equipos analizadores en línea; al respecto, el RUT establece que la propiedad de los equipos es del productor, mientras que la responsabilidad por el monitoreo y control de los valores medidores es del transportador, actividad que se realiza de manera remota en los cuartos de control centralizados del transportador.

En la Tabla 7 se encuentran las especificaciones de calidad de gas aplicables en Colombia de acuerdo con lo establecido en el RUT.

Las especificaciones de calidad de gas mencionadas en la Tabla 7 no son las únicas contenidas en la regulación para transporte de gas, sin embargo, si son las más relevantes y de mayor cuidado por parte de los diferentes agentes de la cadena del gas, debido a que son las más susceptibles de cambio debido a las etapas de procesamiento previas a la entrega por parte del productor; el presente trabajo se enfocará en la evaluación de los impactos y el control de dichos parámetros principalmente.

El mercado del gas natural, principalmente en sus etapas de transporte y distribución, al ser regulado por el gobierno y sus inversiones reconocidas por medio de las tarifas de transporte y distribución aprobadas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (GREG), busca siempre controlar dos aspectos principales: 1) mantener y en la medida de lo posible extender la vida útil de los activos y 2) asegurar 100% de la disponibilidad de la infraestructura garantizando el servicio a los usuarios finales. Estos dos aspectos están directamente relacionados con el control en los parámetros de calidad de gas, ya que cada vez que se presenta una condición por fuera de los límites establecidos es un riesgo

potencial de afectar la integridad mecánica de los activos, como por ejemplo por corrosión, o disminuyendo la disponibilidad del servicio por problemas en filtros, reguladores, etc.

3.3.1. Intercambiabilidad de gas en Colombia. Como se indicó anteriormente (numeral 2.3), la intercambiabilidad de gas reviste gran importancia cuando se presenta mezcla de gases en un sistema de transporte, ya que se presenta afectación en la seguridad de las personas, el medio ambiente y en la eficiencia de los procesos que emplean el gas natural como fuente de energía.

Este tema se vuelve aún más crítico para el país si se tiene en cuenta la dinámica del sector gas natural asociada con temas de confiabilidad, eficiencia, crecimiento de la demanda y necesidad de suministro de gas de fuentes diversas. En el sector gas se pueden identificar diferentes aspectos críticos relacionados con este tema, entre los cuales se cuentan los siguientes:

- Se ha incrementado en los últimos años el número de campos productores que ingresan el gas a la red nacional de transporte, dichos gases cuentan con características de químicas y de propiedades físicas diferentes entre sí. Como ejemplo de esta amplia variedad se puede resaltar que solamente la Transportadora de Gas Internacional, TGI SA ESP, cuenta con 10 fuentes de suministro de gas diferentes [19].
- El potencial de fuentes de suministro de gas para ser inyectado al Sistema Nacional de Transporte se ha ampliado para incluir: gas de yacimientos no convencionales, gas importado, GNL, biogás, etc.
- La importación de gas natural licuado es una realidad a partir del año 2017.

- El aspecto más relevante con respecto a la intercambiabilidad de gas en Colombia es precisamente la ausencia de un marco regulatorio sobre el tema. Aunque la CREG publicó un proyecto de resolución en el año 2008 para incluir estos aspectos [20], dicho proyecto no se concretó y en la actualidad no se cuentan con aspectos que limiten la entrada de gas al sistema de transporte por intercambiabilidad.

Tomando en consideración la situación actual del mercado de gas natural en Colombia, los requerimientos de diferentes agentes de la cadena en cuanto a seguridad, eficiencia y desempeño en el uso final, el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, amparado en lo previsto en el Decreto 2100 de 2011, artículo 21, decidió avanzar en un proyecto para evaluación del tema de intercambiabilidad de gases con el propósito de presentar propuesta para estudio y adopción por parte de la CREG [21].

El proyecto desarrollado se enfocó en la evaluación de los siguientes aspectos:

- Viabilidad de adopción del Índice de Wobbe como parámetro para verificar la intercambiabilidad.
- Adoptar un intervalo de variación aplicable para el control del índice de Wobbe.
- Definir los métodos de cálculo válidos para el registro de índice de Wobbe por parte de los agentes.
- Establecer la responsabilidad en el monitoreo del índice de Wobbe y los mecanismos para su almacenamiento y verificación.

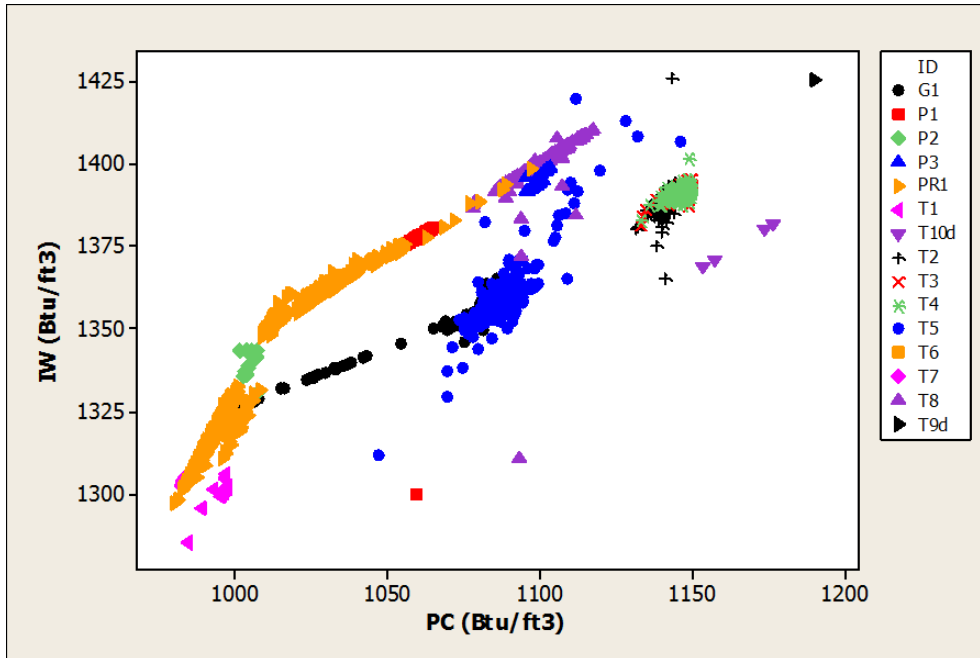
- Considerar el periodo de transición para la aplicación de índice de Wobbe que permita el desarrollo de trabajos futuros para complementar los parámetros de intercambiabilidad de gases.

La decisión de adoptar el índice de Wobbe en conjunto con otras especificaciones de calidad de gas, como el poder calorífico, radica en que pese a sus limitaciones, el índice de Wobbe sigue siendo un parámetro ampliamente aceptado por la industria en el ámbito internacional pues se considera un parámetro robusto para medir la intercambiabilidad de gases, simple y fácil de interpretar y de usar para mediciones de calidad del gas en línea en estaciones o plantas.

Con respecto al intervalo propuesto, el estudio realizado por CNO-gas contempló dos aspectos principalmente:

- En Colombia, en el año 2004 el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo adoptó el Reglamento Técnico 1023 para gasodomésticos (i.e. cocinas, hornos, calentadores de agua de paso continuo, calentadores de agua tipo acumulador). En este Reglamento se indica que el gas natural que se comercializa en Colombia pertenece al Grupo H de la Segunda Familia cuyo rango de Índice de Wobbe está entre $45,7 \text{ MJ/m}^3$ ($1226,6 \text{ Btu/pe}^3$) a $54,7 \text{ MJ/m}^3$ ($1468,1 \text{ Btu/pe}^3$), considerando el poder calorífico superior a $15 \text{ }^\circ\text{C}$ y $1013,25 \text{ mbar}$. Este rango representa una variación de $\pm 9\%$ con respecto al valor medio del índice de Wobbe.
- La dispersión en el índice de Wobbe del gas que ingresa al Sistema Nacional de Transporte es mucho más baja que la esperada para los gases de la segunda familia, lo anterior teniendo en cuenta la evaluación realizada a la información suministrada por 15 campos de producción conectados al sistema Figura 5.

Figura 5. Variación índice de Wobbe y poder calorífico - Colombia



Fuente: Tomado de CNOgas [21].

Como una observación adicional a los resultados descritos en la Figura 5 se puede afirmar que los puntos de entrada que presentan valores de PC por encima de 1150 Btu/ft³, corresponden a composiciones de gas asociadas a gasoductos dedicados, una entrada y una salida, los cuales operan por fuera de especificaciones de gas por acuerdo entre las partes.

La propuesta final realizada por el CNO-gas con respecto a intercambiabilidad de gas consiste en la aplicación de una variación en el índice de Wobbe equivalente a $\pm 5\%$, lo cual en términos del límite correspondería a:

- límite superior: 1414,7 Btu/pie³,
- límite inferior: 1280,0 Btu/pie³.

Para aspectos regulatorios, tales como: la responsabilidad de los equipos con los cuales se mide, y la responsabilidad en el monitoreo del parámetro, se propone dar el mismo tratamiento dado actualmente para los demás parámetros, es decir, el productor instala los equipos necesarios para la medición y el transportador se encarga del monitoreo.

4. TECNOLOGÍAS PARA CONTROL DE CALIDAD DE GAS

Cada uno de los parámetros de calidad de gas que deben ser controlados por parte del productor cuentan en la actualidad con una o varias técnicas para su implementación; emplear una u otra técnica va a depender de diferentes factores como: capacidad de procesamiento, nivel de control requerido, costo de implementación, costo de operación, confiabilidad, entre otras.

Tal como se ha descrito anteriormente, lo primero que se debe tener en cuenta cuando se revisan las tecnologías para el control de calidad es que el gas natural, si bien está compuesto principalmente por metano, cuenta con una amplia mezcla de hidrocarburos, agua y contaminantes, lo cual va a depender del tipo de yacimiento del cual se obtiene. En consideración a lo anterior, las técnicas o tecnologías para el control de calidad de gas básicamente consisten en diferentes tipos de procesos de separación que permiten, en la medida de los requerimientos, ir disminuyendo al máximo los compuestos que no aportan al contenido energético y que pueden afectar la integridad de las facilidades.

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se relacionan los diferentes parámetros de calidad de gas que se han revisado en el desarrollo de la presente monografía, mencionando para cada uno de ellos las tecnologías más usadas para su control.

Tabla 8. Control de las características de calidad de gas

Parámetro	Tecnologías para el control
Poder calorífico	<ul style="list-style-type: none"> • Plantas de procesamiento Joule-Thompson. • Plantas de procesamiento con refrigeración mecánica. • Dispositivos para el aprovechamiento de las diferentes características de los componentes presentes en el gas: centrifugado.
Contenido de humedad	<ul style="list-style-type: none"> • Unidades de deshidratación empleando torres para poner en contacto el gas húmedo con materiales afines al agua contenida. El material puede ser líquido o sólido.
Punto de rocío de hidrocarburo	<ul style="list-style-type: none"> • Plantas de procesamiento Joule-Thompson. • Plantas de procesamiento con refrigeración mecánica.
H2S y azufre total CO2	<ul style="list-style-type: none"> • Endulzamiento del gas a través del contacto con sustancias afines o mediante el paso a través de membranas que sirven de filtro para los componentes contaminantes.

La decisión acerca del tipo de proceso requerido depende de los costos para su implementación, temas contractuales, tarifas, así como de los requisitos regulatorios exigidos para los parámetros de calidad de gas en los puntos de entrega, o incluso especificaciones particulares del usuario final.

No todos los gases que ingresan a las redes de transporte requieren procesamiento para poder cumplir con todas las especificaciones de calidad relacionadas anteriormente; en algunas oportunidades, el gas en su estado natural solo requiere tratamiento para retirar el agua debido a la saturación por humedad propia del yacimiento, pero una vez realizado este proceso no se requiere ningún otro procesamiento para poder cumplir con las especificaciones de calidad de gas requeridas.

En Colombia, el principal ejemplo de esta situación se da con el gas proveniente de Ballena Figura 6, en donde el gas solo es tratado para el retiro de humedad permaneciendo sus demás características no solo dentro de las especificaciones contenidas en la Tabla 8, sino que además la estabilidad en la composición no lo hacen variar en más de 10 BTU durante todo un año [19].

Figura 6. Tren de deshidratación - Ballena



Fuente: TGI SA ESP [19].

Debido a los altos costos de implementación de tecnologías para tratamiento del gas, no siempre es viable la comercialización de reservas en algunos campos debido a los bajos flujos que se podrían entregar o las condiciones de calidad propias del yacimiento. En algunos casos, la comercialización de dichos campos no se da a través del sistema nacional de transporte, sino a través de gasoductos dedicados: una entrada, una salida, en la cual las partes involucradas aceptan las condiciones de gas a comercializar y los riesgos que esto pueda tener en la vida útil de los equipos y la operatividad de los sistemas.

Otra alternativa para la comercialización de campos menores que se ha venido presentando en años recientes es la unificación del gas no tratado en una sola facilidad, de tal forma que los costos relacionados con el tratamiento puedan ser mitigados por el aumento en la cantidad disponible de gas, tanto en flujo diario como en reservas.

A continuación se realizará una breve descripción de las tecnologías más relevantes relacionadas en la Tabla 8.

4.1. PODER CALORÍFICO Y PUNTO DE ROCÍO DE HIDROCARBURO

De acuerdo con lo establecido en el capítulo 1 con respecto a la composición del gas natural, los componentes que más aportan al contenido energético y por consiguiente al aumento en el punto de rocío, son los hidrocarburos más pesados; por tal motivo, las técnicas y/o tecnologías para el control del poder calorífico y el punto de rocío se concentran en la remoción de dichos componentes.

4.1.1. Remoción de aceite y condensado. El primer paso para realizar el procesamiento y transporte del gas natural, es la separación del gas del aceite en el cuál se encuentra disuelto. Esta separación generalmente es hecha con equipos instalados muy cerca de la cabeza de pozo. El proceso empleado, así como los equipos, pueden variar ampliamente de una aplicación a otra, debido a las diferencias composicionales del gas.

Cuando se produce gas y petróleo, la separación es posible que se realice de manera espontánea, simplemente por la disminución de la presión desde el yacimiento hasta la superficie. En estos casos es muy sencillo el equipo requerido para lograr la separación, lo que se denomina convencionalmente como un tanque separador, consiste en un tanque cerrado en el cual la fuerza de gravedad ayuda en el proceso de separación de los líquidos pesados como el petróleo, de los gases livianos como el gas natural.

En ciertos casos, se requiere equipos especializados para realizar la separación, uno de ellos es el separador a baja temperatura. Este elemento es el más usado en pozos en los cuales se cuenta con gas a alta presión y crudo ligero o

condensado. Este tipo de separadores emplea un diferencial de presión para enfriar el gas natural húmedo y separar el aceite y el condensado. El gas a alta presión es enfriado ligeramente antes de ser expandido en un separador a través de un mecanismo de choque. Esta expansión rápida del gas disminuye su temperatura facilitando la separación.

4.1.2. Separación de líquidos del gas natural (LGN). El gas natural que viene directamente de un pozo contiene muchos líquidos de gas natural que son comúnmente removidos, en muchos casos, estos líquidos de gas natural (LGN) tienen un alto valor como producto separado, por lo tanto, en muchos casos es económicamente viable removerlos de la corriente de gas. Usualmente esta actividad de remoción se realiza en una planta de procesamiento centralizada para aprovechar su capacidad en el procesamiento de gas proveniente de diferentes campos.

Los dos métodos principales para realizar la extracción de líquidos de la corriente de gas natural son: el método de absorción y el proceso de expansión criogénica. Estos dos procesos suman más del 90% de la producción de líquidos del gas natural [11].

- Método de absorción:

En el método de absorción se emplea un aceite que cuenta con afinidad por los líquidos del gas natural, dicho aceite se denomina “aceite pobre” antes de entrar en contacto con el gas en una torre de absorción; una vez el aceite absorbe una alta proporción de líquidos del gas natural se denomina “aceite rico”, y es evacuado de la torre por la parte inferior. En este momento, el producto es una mezcla entre aceite de absorción, propano, butano, pentano y otros hidrocarburos pesados. El “aceite rico” pasa a través de un proceso de destilación, donde la mezcla es calentada a una temperatura por encima del punto de ebullición del LGN, pero inferior al del aceite. Este proceso permite la recuperación de alrededor

de 75% de butano, 85-90% de pentano y moléculas más pesadas de la corriente de gas natural.

- Proceso de expansión criogénica:

El proceso de absorción está enfocado en los hidrocarburos pesados, la extracción de hidrocarburos más livianos de la corriente del gas natural, como el etano, es más difícil. Dependiendo de la situación, en algunos casos es económicamente más viable dejar los hidrocarburos livianos en la corriente de gas natural, siempre y cuando no afecten ningún otro parámetro de calidad de gas.

Cuando es económicamente viable la recuperación del etano y otros hidrocarburos ligeros, se requiere la implementación de procesos criogénicos, lo cual en esencia consiste en la disminución de la temperatura de la corriente del gas a alrededor de -120°F.

Existen diferentes formas de enfriar el gas a estas temperaturas, pero una de las más efectivas es conocida como turboexpansor. En este proceso, mediante un refrigerante se disminuye la temperatura del gas natural antes de pasarlo por una turbina de expansión, donde la temperatura desciende significativamente. Este proceso de enfriamiento condensa el etano y otros hidrocarburos en la corriente de gas, mientras mantiene el metano en estado gaseoso. Este proceso permite la recuperación de alrededor del 90 a 95% del etano que se encuentra contenido originalmente en la corriente de gas. La implementación del turboexpansor trae consigo la posibilidad de recuperar parte de la energía mediante el aprovechamiento del trabajo disponible en el eje de la misma, generalmente se aprovecha dicha energía mediante la instalación de un sistema de compresión.

4.1.3. Fraccionamiento de los líquidos del gas natural. Una vez que se han removido los líquidos del gas natural de la corriente de gas, estos deben ser separados en sus componentes base para poder ser útiles. El proceso para llevar

a cabo esta separación se denomina fraccionamiento, el cual se basa en la diferencia entre los puntos de ebullición de los diferentes hidrocarburos que conforman la corriente de líquidos del gas natural. Esencialmente, el fraccionamiento ocurre en etapas, cada una correspondiente a uno de los puntos de ebullición de los hidrocarburos. El nombre de cada una de las etapas de fraccionamiento proporciona una idea de su propósito, ya que el nombre convencional hace referencia al hidrocarburo que es retirado en cada etapa. El proceso total de fraccionamiento inicia con los componentes más livianos de la corriente, así:

- Desetanizador: este paso separa el etano de la corriente de LGN.
- Despropanizador: este paso separa el propano.
- Desbutanizador: este paso separa los butanos, dejando pentanos e hidrocarburos más pesados en la corriente de LGN.
- Separador de butano o desisobutanizador: este paso separa el iso y el normal butano.

4.2. CONTENIDO DE VAPOR DE AGUA

Adicional a la separación de aceite y algunos condensados presentes en la corriente de gas húmedo, es necesario remover la mayoría del agua. La mayoría del agua libre asociada con la extracción del gas natural es removida mediante métodos de separación simple, los cuales se ubican cerca de la cabeza de pozo. Sin embargo, la remoción del vapor de agua que existe en solución en el gas natural requiere un tratamiento más complejo. Este tratamiento consiste en la

deshidratación, la cual usualmente involucra uno de estos dos procesos: absorción o adsorción.

La absorción ocurre cuando el vapor de agua es tomado por un agente deshidratante. Por otro lado, la adsorción ocurre cuando el vapor de agua es condensado y recolectado sobre la superficie.

En términos generales, la deshidratación consiste en la extracción del vapor de agua contenido en el gas natural, hasta alcanzar un límite máximo residual del contenido de agua. Hay varios procesos disponibles para la deshidratación. Tales como: absorción con glicol, adsorción con desecante seco, absorción con sales deliquescentes y refrigeración y supresión de hidratos con químicos.

A continuación se describen los tres procesos más comunes en la industria para el control del contenido de vapor de agua en el gas natural.

4.2.1. Deshidratación con glicol. Un ejemplo de deshidratación por absorción es la deshidratación con glicol. En este proceso, un líquido deshidratador desecante sirve para absorber el vapor de agua de la corriente de gas. El Glicol, es el principal agente en este proceso, ya que tiene una alta afinidad química por el agua; esto significa que cuando el glicol entra en contacto con una corriente de gas que contiene vapor de agua, el glicol retira el agua de la corriente de gas. Usualmente se emplea una solución de glicol, dietilenglicol (DEG) o trietilenglicol (TEG), los cuales entran en contacto con la corriente de gas húmedo en lo que se conoce como la torre contactora. Una vez se absorbe el agua, las partículas de glicol se vuelven más pesadas y descienden al fondo de la torre contactora, de donde son removidas. El gas natural al ser despojado de la mayoría de su contenido de agua, es transportado fuera de la unidad de deshidratación. La solución de glicol es puesta en un hervidor especial, diseñado para vaporizar únicamente el agua presente en la solución. Mientras que el agua tiene un punto

de ebullición de 212°F, el punto de ebullición del glicol es de 400°F. Esta diferencia hace relativamente fácil remover el agua de la solución de glicol, permitiendo su uso nuevamente en el proceso de deshidratación.

Una reciente innovación en el proceso de deshidratación ha sido la adición de un tanque de expansión separador-condensador. Así como se absorbe el agua del gas húmedo, la solución de glicol ocasionalmente captura pequeñas cantidades de metano y otros componentes encontrados en el gas húmedo. En el pasado, este metano era simplemente venteado fuera del hervidor, ocasionando tanto pérdidas de gas como contaminación a la atmósfera. En orden a disminuir la cantidad de metano y otros componentes que son perdidos, el tanque de expansión remueve estos componentes antes que la solución de glicol llegue al hervidor. Las estimaciones con respecto al funcionamiento de este proceso, muestran que se recupera entre 90 y 99 por ciento del metano que de otra forma se hubiera venteado a la atmósfera.

4.2.2. Deshidratación con desecante sólido. La deshidratación con desecante sólido es la forma principal de deshidratación de gas natural empleando el proceso de adsorción. Consiste en el uso de dos o más torres, las cuales están llenas de un desecante sólido. Desecantes típicos incluyen alúmina activa o un material de sílice gel granular. El gas natural pasa a través de estas torres, desde arriba hacia abajo. A medida que el gas pasa alrededor de las partículas del material desecante, el agua es retenida en la superficie de estas partículas. Cuando se pasa por toda la cama de desecante, casi toda el agua es adsorbida en el material desecante, dejando el gas seco en la salida inferior de la torre.

La deshidratación con desecante sólido es más efectiva que con el glicol y es empleado para grandes volúmenes de gas a muy alta presión, es por esto que usualmente se localiza sobre una tubería aguas debajo de una estación de compresión.

Se requieren dos o más torres debido al hecho que después de cierto periodo de uso, el material de las torres se satura con agua, requiriendo “regenerar” el desecante. Este proceso de regeneración generalmente se realiza empleando gas a muy altas temperaturas.

4.3. H₂S, AZUFRE TOTAL Y CO₂

Adicionalmente a la remoción del agua, petróleo y los líquidos del gas natural, una de las partes más importantes del procesamiento del gas involucra la remoción del azufre y el dióxido de carbono. Como se estableció anteriormente, algunos pozos de gas natural contienen cantidades significativas estos elementos, lo cual se conoce como “gas amargo”. Las características de estas sustancias y el efecto en las facilidades se encuentran descritas en el capítulo 2. El proceso de remoción del ácido sulfhídrico es comúnmente denominado como “endulzamiento” del gas.

El proceso base para el “endulzamiento” del “gas amargo” es muy similar al proceso de deshidratación con glicol y al proceso de absorción de líquidos del gas natural. En este caso, sin embargo, lo que se emplea es una solución de aminas para remover el ácido sulfhídrico de la corriente. Este proceso se conoce comúnmente como el proceso de aminas y es empleado en más del 90% de facilidades para endulzamiento del gas alrededor del mundo.

En este proceso, el gas amargo es pasado a través de una torre, la cual contiene la solución de amina. Esta solución tiene una afinidad con el azufre, en un proceso similar al realizado por el glicol con la absorción del agua.

Hay dos tipos de principales de soluciones de amina, monoetanolamina (MEA) y dietanolamina (DEA). Cualquiera de estos dos compuestos, en forma líquida, puede absorber componentes azufrados contenidos en una corriente de gas

natural. El gas residual es virtualmente libre de componentes azufrados, perdiendo de esta forma su estatus de gas amargo. Al igual que en los procesos de deshidratación con glicol y extracción de LGN, la solución de amina empleada puede ser regenerada, permitiendo ser usada para el tratamiento de más gas “amargo”.

Aunque muchos procesos de endulzamiento de gas amargo involucran el proceso de absorción por aminas, también es posible emplear descantes sólidos, como esponjas de hierro, para remover los componentes azufrados y el dióxido de carbono.

El procesamiento del gas es una pieza fundamental de la cadena del gas natural, es un medio para asegurar que el gas natural destinado al uso es tan limpio y puro como sea posible, convirtiéndolo en la energía más limpia y ambientalmente amigable.

5. TÉCNICAS DE ANÁLISIS PARA MONITOREO DE CALIDAD DE GAS

Como se ha mencionado anteriormente, el control y monitoreo de los parámetros de calidad de gas se realiza en el punto de transferencia de custodia entre el productor y el transportador, en dicho punto es donde se ubican los diferentes analizadores en línea para la evaluación de los límites establecidos para los parámetros de calidad de gas. Las tecnologías empleadas en este proceso son muy diversas y están constantemente en renovación debido a los avances tecnológicos, los cuales han mejorado, entre otros aspectos los siguientes: límites de detección, rangos de operación, niveles de exactitud, etc.

Para cada tipo de parámetro se cuentan con diferentes métodos de prueba, los cuales cuentan con aprobación dentro de la industria del petróleo y del gas a través de estándares publicados por ISO⁹, GPA¹⁰ y ASTM¹¹. Se debe tener en cuenta que antes de cualquier análisis de calidad de gas, es importante garantizar que la muestra sea representativa de la corriente de gas evaluar, para lograr esto se deben seguir los métodos normalizados de muestreo, como el establecido por API en el estándar API MPMS 14.1[4].

Generalmente, se prefiere la instalación de analizadores en línea de calidad de gas en lugar de realizar muestreos puntuales para el monitoreo, esto debido a que los analizadores, así como los sistemas de control, son dotados de alarmas que pueden responder inmediatamente cuando un componente y/o propiedad no se encuentra dentro de los límites permisibles. Normalmente estos sistemas de control están dotados de válvulas de accionamiento automático para proteger la infraestructura de transporte.

⁹ ISO: International Standard Organization.

¹⁰ GPA: Gas Processors Association.

¹¹ ASTM: American Society for Testing Materials.

A continuación se realizará una revisión de las tecnologías más empleadas en la medición y monitoreo de calidad de gas en los puntos de transferencia de custodia, considerando principalmente el principio mediante el cual se realiza dicha medición: cromatografía, principio electro-químico y principio de detección óptico.

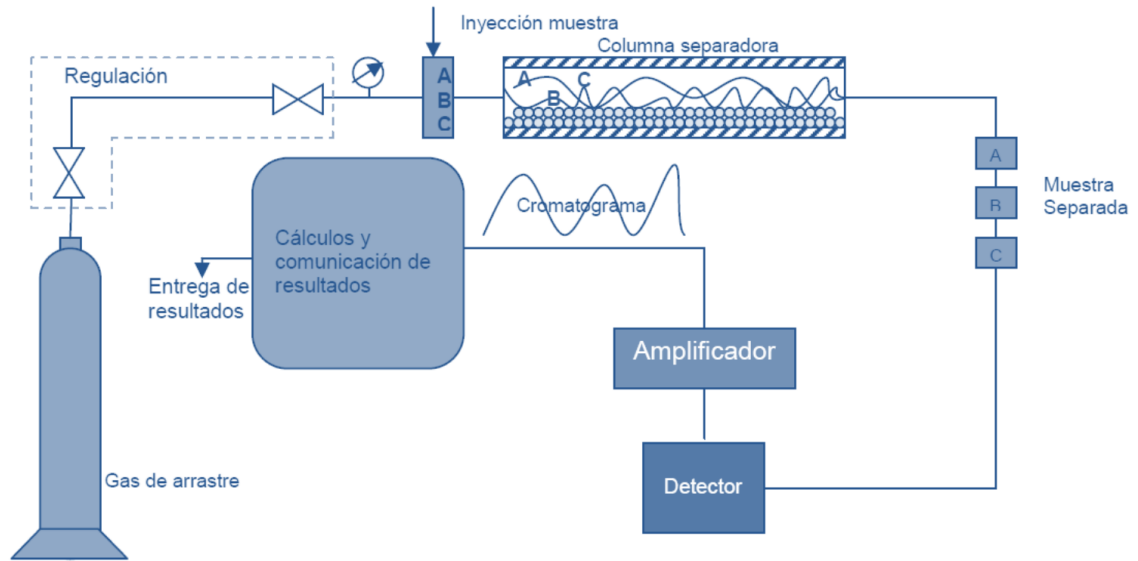
5.1. CROMATOGRAFÍA

Es sin duda la tecnología más empleada, ya que permite determinar la composición específica del gas y a partir de esta inferir propiedades físicas requeridas en operaciones de transporte, tales como, densidad, poder calorífico, índice de Wobbe, etc. Además de la determinación de poder calorífico, la técnica de cromatografía también es empleada en la medición de CO₂, O₂ y H₂S. Debido a su versatilidad y nivel de exactitud se puede afirmar que los cromatógrafos constituyen el elemento central de un sistema de análisis de calidad de gas para un punto de entrada.

El análisis de muestras de gas natural mediante cromatografía cuenta con un método estándar publicado por ASTM [2], el cual define los elementos requeridos, el procedimiento y los cálculos requeridos para determinar la composición del gas a partir del análisis realizado a los componentes.

Aunque el principio de funcionamiento es el mismo, los cromatógrafos han evolucionado muy rápidamente para aprovechar el uso de unidades electrónicas para el control de diferentes procesos, tales como: control de temperatura, velocidades de flujo, inyección de muestra, entre otros, los cuales inicialmente se debían realizar de forma manual. La automatización de estos procesos ha permitido mejorar considerablemente el rendimiento de estos analizadores, incluyendo mejoras en los tiempos de análisis requeridos.

Figura 7. Proceso de cromatografía

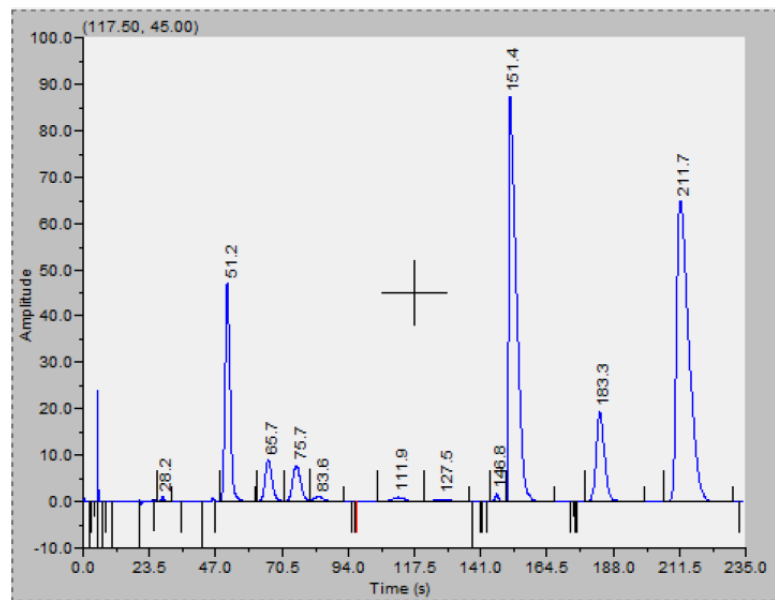


El funcionamiento del cromatógrafo se muestra de manera esquemática en la Figura 7, dicho proceso comprende las siguientes etapas:

- Una muestra del gas por analizar se extrae del flujo de proceso con una sonda de muestreo instalada en la línea de proceso.
- La muestra pasa por una línea hacia un sistema de acondicionamiento, en donde se filtra y se regula a la presión del analizador.
- Después del acondicionamiento, la muestra fluye hacia la(s) columna(s) empleando como medio de transporte el gas de arrastre, el cual también se encuentra conectado a la entrada de las columnas.
- El proceso de separación de los diferentes componentes del gas de muestra se logra en la columna, esto se logra gracias a que las columnas se encuentran empacadas con una fase fija a través de la cual se mueve el gas, dicha fase fija induce un retardo selectivo a los diferentes componentes, permitiendo que durante el transcurso de un análisis vayan saliendo de la columna los componentes uno a uno.

- Una vez los componentes son separados, la muestra se conduce a un detector ubicado a la salida de la columna, el cual detecta la elución de los componentes produciendo una respuesta eléctrica que posteriormente será interpretada por el cromatógrafo como la concentración de cada componente.
- Las señales o respuestas de cada componente son registradas en lo que se conoce como un cromatograma Figura 8.

Figura 8. Resultado análisis cromatográfico



Fuente: Tomado de reporte de análisis software MON2000¹².

Por lo general, los cromatógrafos se encuentran asociados a un computador de flujo para la transmisión y almacenamiento de los resultados de análisis, así como para el cálculo de propiedades a partir de los componentes del gas.

Los elementos más importantes de un cromatógrafo son las columnas y los detectores. Son los más importantes debido a que dependiendo de sus

¹² MON2000, es el software empleado por el fabricante Emerson Process Management para establecer comunicación con los cromatógrafos Danalyzer.

características es que se definen aspectos del desempeño de los cromatógrafos, tales como: exactitud, repetibilidad y alcance de medición.

Las columnas en cromatografía se clasifican según su diámetro, de la siguiente forma:

- **Columnas empacadas:** es un tubo de 3mm a 6mm de diámetro, que contiene un sólido correspondiente a la fase fija encargada de separar los componentes, la cual estar compuesta por alúmina, un polímero poroso, tamiz molecular, entre otros.
- **Columnas capilares:** estos elementos se encuentran en diámetros que van desde 0,1mm hasta 0,35mm, su diseño es del tipo “tubo abierto”, es decir, que no se encuentra empacado sino que emplea como fase estacionaria un recubrimiento en la superficie interna.

Para el caso de los detectores también se cuentan con diferentes alternativas, entre los cuales, los más empleados son los siguientes:

- **Detector de Conductividad Térmica –TCD:** Tiene una amplia aplicación y su uso se basa en la diferencia de conductividad térmica del gas portador (gas de arrastre) cuando circula con el componente a analizar. El sensor, compuesto por un elemento calentado eléctricamente (resistencia), está en la capacidad de medir los cambios en la conductividad térmica del gas que está pasando, mediante la determinación de los cambios en la temperatura del elemento. Ventajas del detector: simplicidad, amplio rango dinámico, respuesta universal a compuestos orgánicos, detector no destructivo. Desventajas: sensibilidad relativamente baja, imposibilidad de utilizarlo en columnas capilares.

- **Detector de ionización de llama – FID:** Es uno de los detectores más usados y versátiles. Para su funcionamiento, realiza una mezcla entre el gas de arrastre, el componente a analizar e hidrógeno, esta mezcla es posteriormente encendida generando una llama de alta temperatura. El principio de funcionamiento del detector se basa en la capacidad de medir los iones producto de la combustión, lo cual el detector relaciona con la cantidad de masa del componente que está pasando para su detección. Ventajas: alta sensibilidad, amplio intervalo lineal de respuesta, elevada relación señal/ruido, bajo mantenimiento. Desventajas: destruye la muestra analizada.

5.2. PRINCIPIO ELECTRO-QUÍMICO

El principio de funcionamiento electro-químico se basa en la capacidad de algunos materiales de variar su comportamiento eléctrico (corriente, voltaje, resistencia, etc.) frente a algún componente químico o compuesto en particular, como por ejemplo, H₂S, agua, oxígeno, entre otros.

Estos métodos son ampliamente empleados y llevas muchos años siendo aprovechados comercialmente en la fabricación de analizadores de calidad de gas. Diferentes estándares ASTM hacen referencia a los principios de funcionamiento, equipos y cálculos requeridos para la implementación de los métodos de análisis que emplean el principio electroquímico: pentóxido de fósforo (P₂O₅) y óxido de aluminio (Al₂O₃).

Uno de estos principios, que hasta hace poco era el estándar en la industria, corresponde a la medición de humedad de gas mediante el método de óxido de aluminio. Los instrumentos de óxido de aluminio y sus derivados, tales como los sensores basados en cerámicos o silicio, son dispositivos que de forma indirecta infieren el valor del punto de rocío por la variación de su valor de capacidad. Están

disponibles en una variedad de tipos, desde sistemas de bajo costo portátiles operados a batería, hasta sistemas multipunto basados en microprocesador con la capacidad de calcular la información de la humedad en diferentes parámetros.

Un sensor de óxido de aluminio típico es un capacitor, formado por la deposición de una capa de óxido de aluminio poroso sobre un sustrato conductor que se reviste con una delgada lámina de oro. La base conductora y la lámina de oro forman los electrodos del capacitor. El vapor de agua penetra la lámina de oro y es absorbida por el óxido poroso. La cantidad de moléculas de agua absorbidas determina la impedancia eléctrica del capacitor que a su vez resulta proporcional a la presión de vapor de agua.

Los sensores de óxido de aluminio cuentan con algunas ventajas como su amplio rango de operación, su bajo consumo de energía. Sin embargo, también cuentan con ciertas desventajas que a largo plazo hacen que la implementación de la tecnología llegue a ser costosa, entre las cuales se cuentan: la necesidad de calibrar los sensores cada 6 meses, el recambio de los mismos por saturación de la celda de medición, entre otros.

En la actualidad, este tipo de sensores tiende a desaparecer de los sistemas de análisis en transferencia de custodia, dando paso a métodos de medición alternativos que mejoran las desventajas presentadas, tal es el caso de los analizadores con principio de funcionamiento óptico.

5.3. PRINCIPIO OPTICO DE DETECCIÓN

Los principios ópticos de medición de calidad de gas son los que más adelantos han presentado en años recientes, ya que a los principios de detección existentes

se ha sumado la medición por Laser (TDLAS¹³); dicha tecnología presenta niveles de exactitud más elevados y velocidades de respuesta que ningún otro medio de detección ha podido alcanzar con anterioridad. Su aplicabilidad está limitada a la posibilidad de tener cambios en las ondas (fenómenos ópticos) que atraviesan la corriente de gas, por ello, son empleados principalmente en mediciones de H₂S, CO₂, oxígeno y humedad.

Las celdas de medición laser están compuestas por un cabezal óptico montado en un extremo de la celda y un espejo en el otro, aunque este último es opcional para algunas tecnologías, ya que o se requiere que el espejo refleje la longitud de onda emitida por el láser.

El cabezal óptico contiene un láser con tecnología de infrarrojo cercano, NIR por su sigla en inglés, el cual emite una luz en una longitud de onda conocida la cual es absorbida por las moléculas de agua. En realidad el cabezal óptico se comporta como un emisor receptor, ya que cuando la luz regresa al cabezal, este determina la cantidad de moléculas de agua a partir de la luz absorbida durante el tránsito por la celda de medición.

¹³ TDLAS: Tunable diode laser absorption spectroscopy.

6. GESTIÓN OPERATIVA DE ANALIZADORES DE CALIDAD DE GAS

La mayoría de los analizadores de calidad de gas, independiente de la variable medida y el fenómeno empleado o la tecnología, utilizan el mismo principio de funcionamiento, medición y comparación; lo que quiere decir que toda lectura que se realiza en el analizador es expresada, en términos de la unidad de medida, a partir de la comparación que se realiza entre la lectura y la respuesta del elemento sensor con respecto a un valor de referencia almacenado.

Aunque los valores de referencia son ajustados en fábrica y muchos desarrolladores reclaman que sus equipos son libres de mantenimiento y calibración por periodos tan prolongados como 5 años, la realidad operativa es que el más mínimo cambio en las condiciones del analizador: altura sobre el nivel del mar, temperatura ambiente, calidad del gas analizado, etc., pueden ocasionar una desviación con respecto al valor de referencia que emplea el analizador para la determinación de sus lecturas.

Tal como se observó en capítulos precedentes, existen normativas relacionadas con la medición de diferentes parámetros de calidad de gas; dichos estándares están enfocados en el principio de funcionamiento y los modelos matemáticos aplicables para obtener las lecturas, no obstante, aspectos como la gestión operativa y el manejo integral de dichos analizadores para aplicaciones de transferencia de custodia, no se encuentran cubiertos.

Por tal motivo, a continuación se realizará una revisión de los aspectos más relevantes para garantizar la gestión operativa y metrológica de los analizadores de calidad de gas, en orden a obtener mediciones confiables que puedan servir de

referencia para el control de los parámetros que pueden afectar la integridad de los activos, la seguridad, la salud de las personas y la eficiencia de los procesos.

Los aspectos a revisar a continuación están relacionados con los materiales de referencia para los procesos de verificación, los sistemas de muestreo asociados y por último, los procesos de verificación en sí.

6.1. MATERIAL DE REFERENCIA CERTIFICADO

La práctica común en la industria para garantizar una operación confiable de los analizadores de calidad de gas es contar con un material de referencia certificado disponible en campo para la verificación inicial y periódica de los equipos.

Dichos materiales de referencia pueden ser de diferente naturaleza, entre los que se cuentan: generadores de gas con trazas específicas de algún componente, membranas permeables certificadas o cilindros con gas de referencia certificado. Emplear uno u otro método va a depender de la tecnología de análisis instalada y también de la disponibilidad de los materiales.

Los generadores y las membranas son elementos relativamente sencillos de seleccionar, ya que solo se requiere especificar la concentración y el nivel de exactitud requerido. Adicionalmente, estos elementos por lo general son provistos directamente por el fabricante de los analizadores como un elemento OEM¹⁴, por lo cual se reduce sustancialmente la posibilidad de una inadecuada selección.

Para los cilindros con gas de referencia certificado, las posibilidades de una selección inadecuada son mayores debido a la cantidad de factores involucrados. A continuación se relacionan los diferentes aspectos que se deben tener en

¹⁴ OEM: Original Equipment Manufacturer.

cuenta para la selección y manejo de los materiales de referencia certificados, del tipo cilindros con gas patrón:

- **Composición.** Lo primero que se debe tener en cuenta es que la composición del material de referencia certificado debe ser similar a la composición del gas a analizar, al respecto, es común la aplicación de la siguiente regla: La concentración de un componente en el material de referencia certificado no debe ser inferior a un medio ni más de dos veces la concentración del componente correspondiente en el gas a analizar [2]. Para componentes pesados del gas natural, C5 en adelante, es difícil alcanzar el requerimiento mencionado, por tal motivo, la recomendación para estas concentraciones es limitarse a mantener valores dentro del rango de detección adecuado para el equipo. En gases de referencia en donde lo que se está certificando es la presencia de un componente inerte, como el oxígeno, o contaminantes como H₂S y azufre total, la concentración de estos elementos debe ser tal que permita la verificación del alcance límite de calidad de gas establecido en la regulación nacional [15].
- **Exactitud en los componentes.** Teniendo en cuenta la comparación que hace el analizador entre su valor de referencia y el valor detectado para realizar la indicación de la medición, se vuelve muy importante contar con una referencia lo más cercana posible al valor verdadero; no es suficiente contar con un analizador de óptimas calidades técnicas y su respectivo material de referencia, si el material de referencia no cuenta con la exactitud suficiente para brindar al analizador un valor verdadero con el cual comparar la lectura en sus detectores. Al respecto, en el estándar GPA 2198-16 se establecen unos niveles de exactitud a exigir dependiendo de la composición del gas. Para concentraciones entre 0% y 0,099% se exige 5% de exactitud, para concentraciones entre 0,1% y 9,999% se exige 2% de exactitud, y finalmente para concentración entre 10% y 100% se exige el 1% de exactitud. No

obstante lo anterior, en el ámbito local a través de una NTC [22], se incluyen las especificaciones de exactitud exigibles para materiales de referencia certificados para cromatógrafos, los cuales son menores y más exigentes, esto debido al impacto que estas desviaciones pueden tener en la asignación de la energía entregada y tomada al sistema de transporte.

- **Preparación y certificación de los componentes.** Los materiales de referencia certificados normalmente deben estar preparados por método gravimétrico y su certificación, en el mejor de los casos, debería contar con acreditación ISO/IEC 17025.
- **Certificación de propiedades.** Cuando el certificado incluya el cálculo de propiedades del gas, tales como: poder calorífico, punto de rocío de hidrocarburo, densidad relativa, etc., se deberá especificar las condiciones de referencia aplicables, así como las ecuaciones o modelos empleados para la validación.
- **Presión de llenado.** Teniendo en cuenta que para el caso Colombiano la mayoría de los materiales de referencia certificados son importados, se recomienda maximizar la cantidad de gas recibido en los cilindros, mediante el aumento de la presión de llenado. La presión máxima de llenado del cilindro debe ser tal que durante su transporte, almacenamiento y uso no se presente condensación. Si la regulación con calentamiento no se realiza a la entrada del analizador, se debe regular y calentar dicha muestra hasta mínimo 70°F.
- **Unidades.** Se recomienda emplear materiales de referencia certificado que cuenten con la dos unidades, por un lado sistema internacional y sistema inglés de humidades.

- **Condiciones de referencia.** Las condiciones de referencia deben ser: 14,65 PSIA y 60°F. al igual que para la medición de volumen.

En cromatografía de gas, la industria en Colombia está adoptando buenas prácticas en este sentido, particularmente para lo relacionado con la medición del poder calorífico en aplicaciones de transferencia de custodia. En la NTC 6167 [22] se ven reflejados los diferentes aspectos mencionados anteriormente.

6.2. MUESTRA DE GAS REPRESENTATIVA

Uno factor muy importante para garantizar la confiabilidad en las mediciones de calidad de gas es que la muestra que llega al analizador sea representativa del gas que está pasando a través de las tuberías. De nada sirve contar con los equipos de analítica más sofisticados, los materiales de referencia con la mejor exactitud, si durante el muestreo se presentan alteraciones en la composición del gas por malas prácticas durante el proceso de toma de la muestra.

Las practicas recomendadas para el tema de muestreo se encuentran consignadas en los estándares ISO 10715 [23] y API MPMS 14.1 [4].

A continuación se relacionan los aspectos más relevantes considerados en las normas de referencia para garantizar la obtención de una muestra representativa del gas a analizar:

- La sonda debe encontrarse ubicada en una línea que no presente perturbaciones en la corriente de gas, es decir, en la cual el flujo se encuentre completamente desarrollado. La recomendación para este aspecto es ubicar la sonda a una distancia superior a 5 diámetros nominales aguas debajo de la

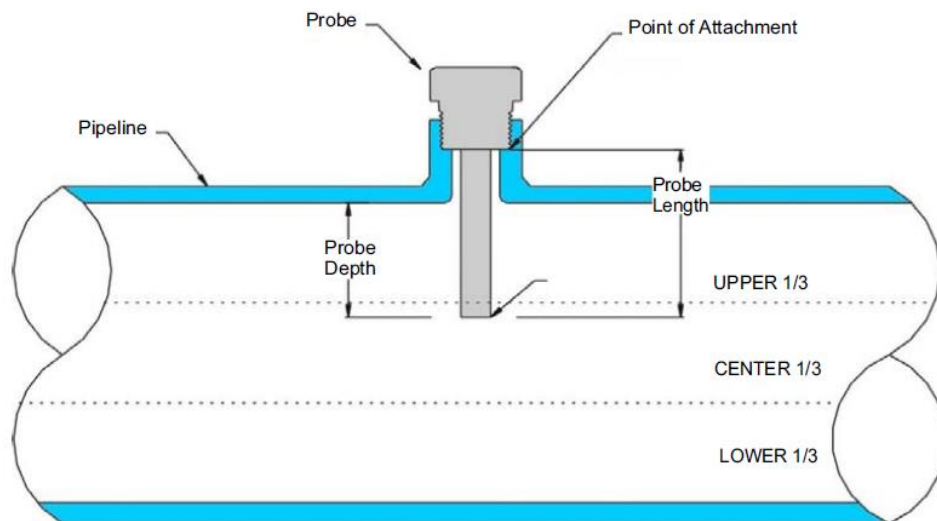
singularidad de tubería más cercana, como por ejemplo: reguladoras, válvulas, accesorios, etc.

- La sonda puede ser regulada o sin regular, todo depende del tipo de analizador y del diseño del sistema de acondicionamiento de muestra; no obstante, en cualquiera de los dos casos, la longitud de la sonda toma muestra debe ser tal que la parte inferior de la misma se encuentre en la sección media de la tubería, desde $1/3$ del diámetro hasta $2/3$ del mismo, esta sección es conocida con el nombre de tercio medio de la tubería. En la Figura 9 se observa la longitud adecuada de una sonda de muestreo con respecto al diámetro de la tubería.
- El tipo de sonda más recomendado es aquel que cuenta con membranas permeables para el paso del gas, ya que estas membranas constituyen el primer mecanismo de defensa de los analizadores contra partículas no deseadas o líquidos libres que se encuentren en la corriente de gas.
- Durante el proceso de conducción y regulación de la muestra, se debe garantizar que la misma se encuentra en todo momento en por lo menos 30° F por encima del punto de rocío de hidrocarburo previsto para el gas a analizar. Dependiendo de las condiciones termodinámicas del gas en la línea y de la composición del mismo, es posible que en algunos casos se requiera la instalación de un sistema de regulación calentado y/o calentamiento en la línea que conduce la muestra desde el punto de regulación hasta el analizador.
- El diámetro de la línea de muestreo, en conjunto con su longitud, debe garantizar que durante el periodo de tiempo que dura un análisis, todo el gas contenido en dicha línea se debe renovar completamente. Líneas de muestreo muy largas o con diámetros no adecuados podrían ocasionar una demora

sustancial entre el momento en que se realiza el muestreo del gas y el momento en que se realiza el análisis.

- Para sistemas de muestreo asociados con analizadores de H₂S y azufre total, se recomienda la instalación de materiales que no presenten ningún tipo de reacción o afinidad con los componentes a analizar, con lo cual se modificarían las mediciones correspondientes. Para este tipo de situaciones se emplean materiales especiales, inertes o pasivados.

Figura 9. Instalación sistema de muestreo



Fuente: Tomado de API MPMS 14.1 [4].

Aunque varias de las recomendaciones mencionadas son evidentes, es normal encontrar sistemas de muestreo que omiten estas consideraciones afectando considerablemente la confiabilidad de los análisis realizados. Cabe resaltar que todas las recomendaciones son aplicables independiente del tipo de analizador evaluado.

6.3. CUIDADO Y VERIFICACIÓN DE MATERIALES DE REFERENCIA

Los materiales de referencia deben ser manejados con mucho cuidado durante el transporte, almacenamiento y uso, para asegurar la integridad de la mezcla de gas certificada. Si no se maneja apropiadamente, la composición de la mezcla comenzará a deteriorarse a medida que la presión del cilindro disminuye, debido al uso, y por lo tanto dicho elemento debería ser retirado del servicio.

Uno de los aspectos más importantes en el cuidado de los materiales de referencia, es evitar que la temperatura ambiente se encuentre por debajo de la temperatura de punto de rocío de la mezcla de gas contenida en el cilindro, ya que si esto ocurre, se podría presentar condensación de los pesados, situación que es difícil de detectar y corregir.

Antes del uso de cualquier material de referencia certificado, es recomendable verificar que la composición del gas sea auténtica y que no haya sufrido cambios durante el transporte o instalación. Independiente del analizador a verificar, si el material de referencia cuenta con una composición certificada y adicionalmente se dispone de un cromatógrafo de gas, se puede implementar la siguiente práctica de verificación en campo para los materiales de referencia certificados, la cual se encuentra contemplada dentro de las prácticas establecidas en GPA 2198-03 [24]:

- Verificar que no existan fugas en ninguna de las conexiones entre el cilindro con el material de referencia y el analizador, incluyendo la verificación de reguladores, manómetros, accesorios, tubing, etc. Al igual que lo recomendado para la línea de muestreo del gas de proceso, la línea que lleva el gas de referencia al analizador debería ser tan pequeña como se pueda lograr de manera práctica empleando un único elemento de tubing, el cual preferiblemente debería ser no mayor a 1/8".

- Dependiendo de las condiciones ambientales y termodinámicas del material de referencia, en algunas situaciones es necesario calentar la línea de muestra desde el gas de referencia hasta el analizador.
- Una vez verificadas las conexiones, presiones de la línea de muestreo y los correspondientes flujos, se realiza mínimo dos análisis de la composición del cilindro para determinar la repetibilidad del instrumento (cromatógrafo), lo cual se realiza siguiendo los lineamientos establecidos en el numeral 10.1.1 de la ASTM D1945 [2].
- Una vez se confirma la repetibilidad del instrumento, se compara la composición del último análisis con la composición gravimétrica certificada por el fabricante, las dos composiciones deberían coincidir dentro de los valores de reproducibilidad establecidos en el numeral 10.1.2 de la ASTM D1945 [2].
- Se realiza la calibración del instrumento en orden a actualizar los factores de respuesta del analizador. Empleando una escala logarítmica, se grafican los resultados obtenidos para los nuevos factores de respuesta (eje vertical) con respecto al peso molecular de los componentes (eje horizontal). El resultado de esta grafica debería ser una línea recta con una pendiente negativa.
- Si la gráfica factores de respuesta contra peso molecular no corresponde a una línea recta, o el resultado del análisis en campo no coincide con el análisis gravimétrico del laboratorio, no se debería hacer uso del material de referencia. Lo cual necesariamente se deberá consultar con el fabricante del mismo.

Como se mencionaba anteriormente, este procedimiento podría ser empleado no solo para la verificación de materiales de referencia para cromatógrafos, sino que también se podría emplear para la verificación de mezclas de gases certificados que se emplearán en otro tipo de analizadores, tales como analizadores de punto

de rocío de hidrocarburo, H₂S y azufre total, los cuales normalmente cuentan con una certificación de composición por parte del fabricante.

6.4. VERIFICACIÓN DE ANALIZADORES

Una vez se ha verificado que el material de referencia conserva las cualidades con las cuales fue certificado, se puede proceder a realizar la verificación del analizador correspondiente.

La norma ISO 10723 [25], describe un método para evaluación de desempeño de sistemas de medición analítica empleados para el análisis de gas natural, la evaluación de desempeño propuesta aplica para cualquier equipo y/o tecnología. Aunque la metodología puede ser aplicada para la verificación posterior de los analizadores, su uso se da principalmente en la verificación inicial, es decir cuando se está evaluando si el sistema de análisis es adecuado para su propósito.

El método propuesto por ISO para la evaluación de desempeño de los analizadores es una herramienta que contempla la validación de diferentes aspectos, tales como: los requerimientos de analítica por parte del proceso, el procedimiento de análisis, los equipos, el material de referencia certificado y los procedimientos de cálculo. A pesar de las ventajas de implementar este tipo de metodología, no es muy extendido su uso debido al costo de implementación, ya que se requiere la adquisición de mínimo 7 materiales de referencia certificados con características de composición diferentes entre todos.

Debido a que en Colombia no se producen materiales de referencia certificados con la calidad requerida para propósitos de verificación de analizadores en sistemas de transferencia de custodia, todos los materiales deben ser importados,

aumentando los costos de adquisición y la logística requerida para contar con los elementos en campo.

Debido a esta situación, la práctica que se ha extendido en la industria para la calibración/verificación de los analizadores de calidad de gas, es contar con un material de referencia certificado por cada uno de los analizadores y un material de referencia denominado blanco, el cual puede ser nitrógeno de alta pureza, que es empelado para validar la lectura cero de los analizadores.

Los aspectos que son evaluados mediante los materiales de referencia durante la verificación inicial y posterior en campo, son los siguientes:

- Repetibilidad
- Reproducibilidad
- Prueba de blancos
- Deriva

Los aspectos de repetibilidad y reproducibilidad se evalúan de manera similar a lo establecido en la sección anterior.

Sin duda la principal herramienta para la verificación de los analizadores es la comprobación de la deriva del equipo a través de las cartas de control. Estas cartas de control pueden tener diferentes parámetros, como los siguientes:

- Propiedades del gas, tales como contenido de humedad, temperatura de punto de rocío de hidrocarburo y del agua, poder calorífico, etc.
- Componente, en cartas de control se emplean los componentes de mayor importancia, como el metano, sin embargo, una práctica ampliamente aceptada es el uso de la composición del etano debido a su elevado tiempo de retención

dentro de las columnas de cromatografía. En virtud de dicho tiempo, se asume que si el etano se encuentra dentro los tiempos establecidos todos los demás componentes también lo podrán estar.

- Parámetro de desempeño, como por ejemplo la desviación en los tiempos de retención o factores de respuesta de los cromatógrafos para cada uno de los componentes.

La implementación de un programa óptimo de gestión operativa de analizadores de calidad de gas, debe incluir los diferentes aspectos mencionados: instalación, equipos, materiales de referencia y procedimientos. El alcance de las actividades dependerá de la disponibilidad de recursos, tanto tecnológicos como de personal en campo, ya que muchos de los analizadores se encuentran asociados a estaciones no asistidas y por lo tanto no pueden contar con programas de gestión operativa que requieran supervisión permanente.

7. CONCLUSIONES

- El control de calidad de gas es importante para la operación de la infraestructura en compañías de transporte de gas, debido al impacto que representan dichos aspectos en el contenido energético del gas transportado, aspecto misional de las compañías, así como en la integridad y confiabilidad de la infraestructura, es decir en los activos con los cuales la compañía de transporte cumple su objeto social.
- El control de calidad de gas también representa un impacto para las compañías productoras y/o procesadoras de gas, ya que en la medida que se cuenten con parámetros más estrictos para garantizar la integridad y seguridad de la infraestructura, se requerirán facilidades de procesamiento y tratamiento de gas más complejas y por lo tanto más costosas de adquirir y operar.
- El principal reto para lograr el control de calidad de gas en las líneas de transporte es el desconocimiento de los fenómenos asociados y de los impactos que estos tienen sobre la infraestructura y la operatividad. Una vez estos se conocen, se puede realizar un mejor control y monitoreo de dichos parámetros.
- Los aspectos de calidad de gas relacionados con seguridad, salud de las personas, medio ambiente y eficiencia energética, están tomando cada día más relevancia en la industria del gas natural en Colombia, se espera que en un futuro cercano, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, se pronuncie al respecto, dada la dinámica que está teniendo el sector en materia de ingreso de nuevas fuentes de gases a las redes de transporte.

8. RECOMENDACIONES

En etapas posteriores de estudio de calidad de gas natural se recomienda abordar los siguientes temas:

- Evaluación de tecnologías alternativas y métodos inferenciales para la determinación de parámetros de calidad de gas, los cuales, eventualmente podrían entregar la misma confiabilidad en los parámetros medidos a un menor costo.
- Ampliar el estudio de calidad de gas a parámetros complementarios para el monitoreo de intercambiabilidad del gas, los cuales puedan servir para controlar aspectos tales como eficiencia energética en el consumo de gas natural, la salud de los usuarios y las emisiones ambientales. Estas etapas de estudio probablemente requieran trabajo experimental debido a las condiciones particulares del país: tecnología instalada y geografía del mismo.
- Se debe también ampliar el estudio del tema de calidad de gas en fuentes no convencionales de gas, tales como biogás, ya que las características de estas fuentes presenten elementos contaminantes que normalmente no se encuentran en los yacimientos de gas natural y petróleo y que por lo tanto requerirán un tratamiento adicional.
- Con respecto a la gestión operativa de los analizadores, se recomienda validar estadísticamente el modelo propuesto por ISO en el estándar ISO 10723 de 2016, de tal forma que se pueda encontrar un equilibrio costo-beneficio entre los requerimientos de materiales de referencia y los resultados de la evaluación de desempeño.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFÍA

- [1]. Managing Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) in the oil and gas industry. Report 412. IOGP - International Association of Oil & Gas Producers. 2016.
- [2]. ASTM D1945 – 14. Standard test method for analysis of natural gas by chromatography. 2014.
- [3]. GPA 2286 – 14. Method for the extended analysis of natural gas and similar gaseous mixtures by temperature program gas chromatography. 2014.
- [4]. API MPMS 14.1 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 14—Natural Gas Fluids Measurement Section 1—Collecting and Handling of Natural Gas Samples for Custody Transfer. 2011.
- [5]. ISO 23874. Natural Gas - Gas chromatographic requirements for hydrocarbon dewpoint calculation. 2006.
- [6]. AGA Report No. 4A. Natural Gas Contract Measurement and Quality Clauses. 2009.
- [7]. AGA Report No. 5. Natural Gas Energy Measurement. 2009.
- [8]. AGA Report No. 8. Compressibility factor of natural gas and other related hydrocarbon gases. 1994.

- [9]. AGA Report No. 10. Speed of Sound in Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases. 2003.
- [10]. ASTM D3588 98(2011). Standard practice for calculating heat value, compressibility factor, and relative density of gaseous fuels. 2011.
- [11]. GPA - GPSA Engineering Data Book, 13th Edition. 2012.
- [12]. ASTM D1142 – 95 (2010). Standard test method for water vapor content of gaseous fuels by measurement of dew point temperatura. 2010.
- [13]. NGC+ Interchangeability Work Group. White Paper on Natural Gas Interchangeability and Non-Combustion End Use. 2005.
- [14]. ORTIZ J., Fundamentos de intercambiabilidad del gas natural. Met&Flu No. 9, página 6 a 15, 2014.
- [15]. RUT - Reglamento Único de Transporte. Resolución 071 de 1999 CREG.
- [16]. FERC - PL04-3-000. Policy statement on provisions governing natural gas quality and interchangeability in interstate natural gas pipeline company tariffs. 2006.
- [17]. EASEE-gas CBP 2005-001/02. Common Business Practice - Harmonisation of Natural Gas Quality. 2005.
- [18]. EASEE-gas. Implementation progress of the EASEE-gas Common Business Practices. 2012.
- [19]. www.tgi.com.co [en línea]. Citado en noviembre 2 de 2016.

- [20]. Proyecto de resolución 084 de 2008. “Por la cual se complementan las especificaciones de calidad para la intercambiabilidad de gases en el Sistema Nacional de Transporte de Gas”. CREG. 2008.
- [21]. www.cnogas.org.com.co [en línea]. Citado en noviembre 2 de 2016.
- [22]. NTC 6167. Medición de Tránsito de custodia de gas natural en gasoductos. 2016.
- [23]. ISO 10715. Natural Gas – Sampling guidelines. 1997.
- [24]. GPA 2198 – 03. Selection, preparation, validation, care and storage of Natural Gas and Natural Gas Liquids reference standard Blends. 2016.
- [25]. ISO 10723. Natural gas - performance evaluation for analytical systems. 2016.

BIBLIOGRAFÍA

AGA Report No. 10. Speed of Sound in Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases. 2003.

AGA Report No. 4A. Natural Gas Contract Measurement and Quality Clauses. 2009.

AGA Report No. 5. Natural Gas Energy Measurement. 2009.

AGA Report No. 8. Compressibility factor of natural gas and other related hydrocarbon gases. 1994.

API MPMS 14.1 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 14— Natural Gas Fluids Measurement Section 1—Collecting and Handling of Natural Gas Samples for Custody Transfer. 2011.

ASTM D1142 – 95 (2010). Standard test method for water vapor content of gaseous fuels by measurement of dew point temperatura. 2010.

ASTM D1945 – 14. Standard test method for analysis of natural gas by chromatography. 2014.

ASTM D3588 98(2011). Standard practice for calculating heat value, compressibility factor, and relative density of gaseous fuels. 2011.

EASEE-gas CBP 2005-001/02. Common Business Practice - Harmonisation of Natural Gas Quality. 2005.

EASEE-gas. Implementation progress of the EASEE-gas Common Business Practices. 2012.

FERC - PL04-3-000. Policy statement on provisions governing natural gas quality and interchangeability in interstate natural gas pipeline company tariffs. 2006.

GPA - GPSA Engineering Data Book, 13th Edition. 2012.

GPA 2198 – 03. Selection, preparation, validation, care and storage of Natural Gas and Natural Gas Liquids reference standard Blends. 2016.

GPA 2286 – 14. Method for the extended analysis of natural gas and similar gaseous mixtures by temperature program gas chromatography. 2014.

ISO 10715. Natural Gas – Sampling guidelines. 1997.

ISO 10723. Natural gas - performance evaluation for analytical systems. 2016.

ISO 23874. Natural Gas - Gas chromatographic requirements for hydrocarbon dewpoint calculation. 2006.

MANAGING NATURALLY OCCURRING RADIOACTIVE MATERIAL (NORM) in the oil and gas industry. Report 412. IOGP - International Association of Oil & Gas Producers. 2016.

NGC+ Interchangeability Work Group. White Paper on Natural Gas Interchangeability and Non-Combustion End Use. 2005.

NTC 6167. Medición de Tránsito de custodia de gas natural en gasoductos. 2016.

ORTIZ J., Fundamentos de intercambiabilidad del gas natural. Met&Flu No. 9, página 6 a 15, 2014.

PROYECTO DE RESOLUCIÓN 084 DE 2008. “Por la cual se complementan las especificaciones de calidad para la intercambiabilidad de gases en el Sistema Nacional de Transporte de Gas”. CREG. 2008.

RUT - Reglamento Único de Transporte. Resolución 071 de 1999 CREG.

www.cnogas.org.com.co [en línea]. Citado en noviembre 2 de 2016.

GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ. Ley de Transparencia [en línea]. Citado en noviembre 2 de 2016] Disponible en: www.tgi.com.co.