

MET&FLU

ciencia - tecnología - innovación

Optimización Metrológica de los Sistemas de Medición de Gas Natural, tipo transferencia de custodia.

Cusiana - Casanare - Colombia



Experiencia Colombiana en Evaluación y Cuantificación Confiable de Emisiones Fugitivas de Metano de la Red TGI S.A ESP

Pag. 18



Un nuevo método para el Monitoreo del Poder Calorífico en Redes de Distribución de Gas.

Pag. 36



Solución Tecnológica Integral basada en Metrología, Estadística y TICS.

Pag. 56



Soluciones Oportunas y Confiables

a las necesidades de
Medición de Fluidos
IN- SITU

Hoy

En Medición de Gas de Anulares



ciencia - tecnología - innovación



Pag. 6

ANÁLISIS ENERGÉTICO MULTICRITERIO
Con indicadores urbanos para la Expansión y
Densificación de Redes de distribución de Gas Natural.



Pag. 18

EXPERIENCIA COLOMBIANA
En Evaluación y Cuantificación Confiable de
Emisiones Fugitivas de Metano de la Red de
Transporte de Gas Natural de TGI S.A. ESP



Pag. 26

PARÁMETROS METROLÓGICOS
Para garantizar confiabilidad en los Sistemas
Cromatográficos.



Pag. 36

UN NUEVO MÉTODO
Para el Monitoreo del Poder Calorífico en
Redes de Distribución de Gas.



Pag. 46

OPTIMIZACIÓN METROLÓGICA
De los Sistemas de Medición de Gas Natural,
tipo transferencia de custodia.
Cusiana - Casanare - Colombia



Pag. 56

SOLUCIÓN TECNOLÓGICA INTEGRAL
Basada en Metrología, Estadística y TIC para el
aseguramiento de las Mediciones en la Red de
Distribución de Gases de Occidente S.A. ESP



Pag. 64

ES POSIBLE INFERIR
La eficiencia de un proceso de combustión, a partir
de una inspección visual de la llama?

Los artículos publicados son de exclusiva responsabilidad de sus autores.

Corporacion CDT de GAS / www.cdtdegas.com

“DE NUESTRO COMITÉ EDITORIAL”

Quiero aprovechar esta columna para resaltar el excelente nivel, y las altas exigencias que el Comité Editorial viene adoptando en el seno de nuestra Revista “MET&FLU (Metrología & Fluidos): Ciencia, Tecnología e Innovación”. Debo admitir, que colocar en marcha un elemento de difusión de conocimiento, como lo son, este tipo de revistas especializadas, no resulta fácil, pero por fortuna, al interior del CDT de GAS se ha adoptado la buena costumbre de Aprender permanentemente, del muy exigente “Arte de Escribir”.

Hasta la sexta edición (la que circuló en julio de 2012), cuatro de nuestros ingenieros hacían parte de dicho comité, y por siempre deseábamos que muy pronto, excelentes profesionales colombianos o extranjeros, idóneos por supuesto, se motivaran para engrosar las filas de quienes, de una u otra forma, con ganas más que con conocimiento específico, enfrentábamos el reto de seleccionar los mejores artículos, y en especial, aquellos que más contribuyeran a «Despertar la Pasión por la Metrología Aplicada en nuestra querida Colombia».

Hoy, quiero dar la bienvenida, y sobre todo el inmenso agradecimiento a tres nuevos profesionales que decidieron voluntariamente apoyar nuestra loable labor: son ellos, por la Academia, el Ingeniero Químico Arlex Chaves Guerrero, PhD en Ingeniería Química de la Universidad Mayagüez de Puerto Rico, Master en Ciencias de la Ingeniería Mecánica y Especialista en Ciencias Térmicas de la misma universidad; el Ingeniero Electrónico Alfredo Acevedo Picón, Magister en Ingeniería Electrónica de la Universidad Industrial de Santander; y por la Industria, el Ingeniero Mecánico Juan Manuel Ortiz Afanador, Especialista en Ingeniería del Gas, profesionales íntegros y de disciplinas complementarias, que al establecer sinergia con el actual Comité Editorial, enriquecerán los análisis para lograr, seleccionar y editar, artículos de excelente calidad técnica, que

le aporten al desarrollo de nuestras gentes, y en general que apalanquen el desarrollo de la industria colombiana. Las puertas continúan abiertas para todos aquellos profesionales que quieran seguirles sus pasos...

En este sentido, en esta Séptima Edición de “MET&FLU” (Metrología & Fluidos) destaco la participación de seis instituciones internacionales que colocaron sus artículos bajo la óptica de nuestro Comité Editorial, resaltando que dos de ellos están publicados en esta edición, dos más para la octava, y dos más que requirieron ajustes. Aunque los dos artículos editados representan un ejemplo de progreso tecnológico en sus respectivos países, quiero resaltar que la Transportadora de Gas más importante de Alemania (E.ON Ruhrgas AG) quiso compartir con Colombia, a través de nuestra revista, un modelo innovador para determinar la composición del gas natural, cuando se presentan mezclas en la redes de distribución y/o de transporte de gas... por supuesto que “nos abre los ojos” y nos permite ratificar, que el mundo no termina donde estamos, si no que cada día aparecen novedades, y que éstos hechos nos cambian la manera de vivir, la de pensar, la de actuar y en síntesis, nos modifica los modelos mentales permitiéndonos “continuar abriendo nuestras mentes”, invitándonos a abandonar las viejas costumbres, aquellas relacionadas con el “ya está todo hecho”; “si todo funciona, ¿porque cambiar?” “porque complicarnos” y muchas otras expresiones, que nos hacen reflexionar también, sobre nuestro accionar en las últimas décadas, y que seguramente han impactado de manera positiva y/o negativa en nuestro desarrollo: como personas, como líderes, como empresas, y en general como sector y/o como País. En este sentido, es la hora de comenzar a cosechar en la mejor de las inversiones: “la del conocimiento”

Por lo anterior, y considerando que modelos similares se abren espacio, a pasos agigantados, en especial en los diferentes Centros de Desarrollo Tecnológico (CDT’s) en Colombia, es el momento de resaltar también el impacto positivo que se genera en nuestra Nación, con la correcta y adecuada aplicación de los Planes Estratégicos de COLCIENCIAS, como aquel dispuesto para fomentar instrumentos de gestión y promoción de la inversión para la investigación, el desarrollo científico y la

innovación, basado en el Decreto Ley 591 de 1991 donde se consagra la posibilidad de que la Nación celebre contratos de financiamiento de actividades científicas y tecnológicas, porque en realidad, «está dando sus frutos», y por ello, desde esta humilde columna de opinión envío mis más sinceras felicitaciones a sus directores, y en general a todos los profesionales que los apoyan, por la confianza en nosotros depositada; ahora sólo queda que la Academia “interiorice” el verdadero papel de los CDT’s en Colombia, y que los apoye, pero de verdad-verdad, y que la industria, a quien va dirigida toda la potencialidad de estos Centros, continúe acompañando estos procesos de incremento de conocimiento de innegable crecimiento en Colombia, y que se muestran ya como un ejemplo a seguir, al menos en nuestra Región Andina de Naciones. Sin duda estos Centros son, y están fortaleciéndose, como agentes de aprendizaje y de innovación, o sea, como organizaciones inteligentes para apoyar la necesaria “Transformación Productiva Nacional”.

Disfrutemos nuevamente del contenido de este documento innovador de difusión.



Henry Abril Blanco
Director: Corporación CDT de GAS

Director/

Henry Abril Blanco

Editor/

Corporación CDT de GAS

Comité Editorial/

José A. Fuentes Osorio
Luis E. García Sánchez
Jorge. A. Reyes Valdés
Arlex Chaves Guerrero
Alfredo Acevedo Picón
Juan Manuel Ortiz Afanador

Comité Científico/

PhD Kazuto Kawakita – Director
Centro de Metrología de Fluidos
del IPT – Brasil
PhD Dionisio Laverde – Profesor
Universidad Industrial de
Santander – Colombia

Diseño/

María Inés Varela Peña

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

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

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

Análisis Energético Multicriterio con indicadores urbanos para la Expansión y Densificación de Redes de Distribución de Gas Natural

Miguel Edgar Morales Udaeta , Vanessa Meloni Massara
José Aquiles Baesso Grimoni, Geraldo Francisco Burani

Universidade de São Paulo, Escola Politécnica
GEPEA/EPUSP – Departamento de Engenharia de Energia
E-mail: udaeta@pea.usp.br

Resumen:

En la implementación de infraestructuras urbanas intervienen varios factores, desde las posibilidades de consumo debido al ingreso familiar y la sofisticación de uso del suelo, hasta los costos originados por las distancias a cubrir, así como las diferentes concentraciones de edificaciones, industrias, hoteles y futuros proyectos de intensificación de la ocupación de áreas antes representadas por uso residencial horizontal. El artículo presenta un modelo de cuatro sistemas de información que combinados permiten la definición de la expansión o densificación de la red de distribución de gas natural en un municipio. Los cuatro grupos de datos están constituidos por indicadores de calidad de vida, planeamiento urbano, obra civil y proyecciones de consumo, de manera que se cuenta con una clasificación de la afinidad de la implantación o densificación de la red en los barrios que componen la ciudad en estudio.

1. INTRODUCCIÓN

Considerando las posibilidades de atracción (y/o repulsión) a la red de gas natural (GN), generadas por las ventajas competitivas incorporadas en el concepto de dinámica urbana [1;2], se propone la selección de parámetros que puedan intervenir en la expansión de la red de GN en las ciudades brasileñas de perfil predominantemente urbano.

La creación del modelo [3] es propuesta como una forma de empaquetar el análisis teórico a través de un análisis numérico, de acuerdo a las interacciones entre los componentes seleccionados, representados por cuatro conjuntos de informaciones - las bases de datos (también denominados sistemas de información), que permitirán clasificar las unidades de estudio con base en un “índice de afinidad” para la expansión de la red de distribución de GN y a un “índice de densificación”, para el caso de los lugares en los que la red ya existe.

Los 4 sistemas de información que componen el modelo consideran aspectos sociales, técnicos y económicos de la implantación de la red de GN, teniendo como base, la dinámica urbana de las ciudades, relacionada a su característica como consumidora de energía.

El Sistema 1 (SI1) agrupa indicadores sobre calidad de vida [4] que tratan de la presencia de otras infraestructuras como la red de agua, alcantarillado e iluminación pública y también de equipamientos urbanos de transporte, salud, representados por los índices de exclusión social y desarrollo humano entre otros, que son considerados en este trabajo como antecesores de la red de GN.

En el Sistema 2 (SI2) son analizados indicadores de planeamiento urbano [5] que tienen estrecha relación con el Plan Director de las ciudades. En estos parámetros la unidad de estudio se caracteriza por su perfil de ocupación residencial, comercial, de prestación de servicios e industriales, el uso del suelo y su perspectiva de expansión, la zonificación, así como por los emprendimientos inmobiliarios de la región en estudio, que por la determinación de los Códigos de Obras, deben ser equipados con instalaciones para el GN, incrementando el uso de este energético y también por las definiciones de áreas con mayor desarrollo urbano y tasa de urbanización.

Para el Sistema 3 (SI3) se organiza la proyección del consumo de GN [6;2], por medio de factores como la densidad demográfica y el ingreso familiar, asociado a la estratificación domiciliar y de actividades económicas.

Así como para los otros parámetros antes descritos, todos los pesos referentes a cada factor son sumados indicando el “Índice de Afinidad” a la red de GN dentro de la unidad de estudio, de acuerdo a los usos del suelo (R-residencial, C-comercial, S-servicios e I-industrial).

El Sistema 4 (SI4) presenta parámetros que indirectamente representan indicadores de costo de las obras civiles [5;2], para la instalación de las tuberías subterráneas como la distancia del área a atender con respecto a la última área atendida, la suma de la extensión de las calles para la unidad de estudio y el plan de interrupción de las vías que está basado en el levantamiento de las vías de gran tráfico en la región donde debe ser implantada la red. El parámetro densidad construida se representa en metros cuadrados de construcción por el área de estudio, buscando apuntar a la concentración de edificaciones por tipo de uso del suelo y así la necesidad de ramificar la red, volviendo su implantación más cara (es el caso de los usos residencial, comercial y servicios) o no (como por ejemplo, la predominancia del uso industrial).

La tabla 1 resume la distribución de los parámetros usados para la creación del modelo.

2. METODOLOGÍA

Considerando que la selección de los parámetros debe partir del concepto de que la infraestructura para el GN llega a las ciudades en general cuando estas ya están formadas y que este es un servicio de carácter privado y no público, con el detalle de la obtención de lucro como primer objetivo y que al mismo tiempo puede mejorar la calidad de vida de la población y optimizar procesos de los sectores industrial, servicios y comercio fueron asociadas a las tres áreas del conocimiento, tres grupos de interés:

- La Concesionaria del Servicio de distribución de GN;
- La alcaldía de los Municipios, representada por sus departamentos de Obras, Infraestructura y Planeamiento Urbano;
- La población consumidora.

Calidad de Vida (QV)	Siglas	Planeamiento Urbano (PU)	Siglas	Proyección de Consumo de GN (PC)	Siglas	Obras Civiles (OC)	Siglas
Exclusión Social	IEX	Uso del suelo residencial	USres	Densidad Demográfica	DD	Distancia a la última área atendida	D
Desarrollo Humano	IDH	Uso del suelo comercial	UScom	Renta Familiar	RF	Extensión de las vías	E
Abastecimiento de Agua	AA	Uso del suelo servicios	USserv	Estratificación Residencial	Eres	Incidencia de Tráfico	T
Servicio de alcantarillado	CE	Uso del suelo industrial	USind	Estratificación Servicios	Ecom	Densidad Construida residencial	DC res
Iluminación Pública	IP	Zonificación	Z	Estratificación Industrial	Eserv	Densidad Construida comercial	DC com
		Desarrollo Urbano	DU		Eind	Densidad Construida servicios	DC serv
		Emprendimientos Inmobiliarios residenciales	LI res			Densidad Construida industrial	DC ind
		Emprendimientos Inmobiliarios servicios	LIserv				
		Tasa de Urbanización	TU				

Tabla 1. Composición de los Sistemas de Información. Elaboración: [3].

La metodología basada en indicadores urbanos [3] tiene como objetivo desarrollar procedimientos que permitan analizar y orientar la expansión y la densificación de la red física de GN dentro de un municipio a través del estudio de la dinámica entre diversos sectores y también analizar la dinámica urbana que determina la expansión del sistema de red de GN metropolitano.

El modelaje sistémico de los factores involucrados fue elaborado a través de las siguientes etapas:

- Identificación, caracterización y sistematización de los principales factores que intervienen;
- Definición de las unidades de estudio de acuerdo con la disponibilidad de informaciones sobre los parámetros;
- Priorización de parámetros cuantitativos y cualitativos a través de la atribución de una escala de ponderación que unifica la dimensión asociada a todos los indicadores evaluados en la unidad de análisis para que puedan ser tratados matemáticamente.
- Evaluación del sistema con la finalidad de orientar la selección, recorriendo a directrices teóricas y también a la aplicación de métodos multicriterio para apoyar el modelaje.

El método de análisis jerárquico (AHP), favorece las evaluaciones que consideran un conjunto relativamente extenso de parámetros buscando determinar cuales la importancia relativa de cada uno en el auxilio de la toma de decisión.

Este método permite que, cuando existen diferentes factores que contribuyen para la toma de una decisión, sea determinada la contribución relativa de cada uno, ofreciendo todas las características de un sistema, englobando los elementos de forma que una modificación en uno de ellos se refleje en los otros.

Con esta idea, Saaty creó a finales de la década de los 70s, una técnica de selección basada en la lógica de la comparación por pares, como se muestra en la ecuación 1.

El modelaje para comparaciones por pares se calcula de forma matricial (Saaty, 1980):

1

a12

...

a1n

1/a12

1

...

a2n

...

...

...

...

1/a1n

1/a2n

...

1

a) $a_{ij}=\alpha;$

b) $a_{ji}=1/\alpha;$

c) $a_{ii}=1$

A=

Ecuación 1. Saaty matriz (1980).

DISTRITOS	Zona de la ciudad	Ranking de Afinidad por Sistemas de Información								Ranking General	
		Resultado - Modelo				Resultado - Decisión Lens				Mod	DL
		IQV	IPU	IPC	ISC	IQV	IPU	IPC	ISC		
Barcelona	este	1º	3º	4º	2º	1º	3º	4º	2º	3º	3º
Boa Vista	sur	4º	8º	4º	8º	4º	8º	4º	8º	10º	10º
Centro	centro	1º	1º	1º	3º	1º	1º	1º	3º	1º	1º
Cerâmica	oeste	4º	7º	7º	5º	4º	7º	7º	5º	9º	9º
Fundação	norte	3º	4º	7º	5º	3º	4º	7º	5º	6º	6º
Mauá	sur	2º	9º	7º	8º	2º	9º	7º	8º	11º	11º
Nova Gerti	sur	3º	5º	4º	8º	3º	5º	4º	8º	7º	7º
Olímpico	centro	2º	9º	6º	7º	2º	9º	6º	7º	10º	10º
Oswaldo Cruz	centro	1º	6º	8º	4º	1º	6º	8º	4º	6º	6º
Prosperidade	norte	5º	8º	6º	4º	5º	8º	6º	4º	10º	10º
Santa María	este	1º	7º	7º	4º	1º	7º	7º	4º	5º	5º
Santa Paula	centro	1º	2º	2º	1º	1º	2º	2º	1º	2º	2º
Santo Antônio	oeste	1º	4º	3º	4º	1º	4º	3º	4º	4º	4º
São Caetano	sur	1º	10º	9º	9º	1º	10º	9º	9º	12º	12º
São José	oeste	3º	7º	5º	6º	3º	7º	5º	6º	10º	10º

Tabla 2. Resultado del ranking de afinidad por sistemas en general - comparación con el AHP. Fuente: MASSARA, 2007.

Siendo:

a=comparación por pares entre criterios y α es el valor de la intensidad (importancia) del criterio.

Con las importancias relativas de los criterios calculadas se hace la prueba de integridad de las atribuciones, denominado índice de inconsistencia, que debe estar alrededor del 10% (Tabla 2).

El método de escalonamiento fue escogido ya que permite trabajar con el concepto de análisis jerárquico- AHP, [7;8] y con ello elaborar la validación del algoritmo propuesto en este modelaje, a través de la comparación de los resultados obtenidos por el prototipo, con aquellos resultados de la prueba basado en esta metodología a través del programa computacional *Decisión Lens* [8].

La conversión de números en escala en la perspectiva del estudio de la red de GN, fue asociada a 5 niveles de acuerdo a la tabla 3.

La selección de 5 intervalos se basa en las informaciones básicas recogidas por órganos públicos [4;6] alcaldías [2] que usan en general, como división de tablas y mapas 5 grupos, lo que facilita la asociación de la escala para el análisis de la red de GN a los valores numéricos obtenidos de fuentes oficiales.

Antes de la conversión en escala, es necesaria la transformación de todos los parámetros a la misma unidad; de esta forma, el modelo debe transformar automáticamente los parámetros en porcentaje. A continuación, para la asignación de pesos, se calculan 5 intervalos numéricos para cada parámetro en base a su amplitud numérica. Cabe resaltar que cada factor exige un cálculo individual de sus valores extremos para la composición de las 5 fajas.

Faja	Escala Semántica para el GN	Escala AHP
1	Baja afinidad a la implantación de la red (o a la densificación)	1
2	Baja a Media afinidad a la implantación de la red (o a la densificación)	3
3	Media afinidad a la implantación de la red (o a la densificación)	5
4	Media a alta afinidad a la implantación de la red (o a la densificación)	7
5	Alta afinidad a la implantación de la red (o a la densificación)	9

Tabla 3. Adaptación de la escala AHP al estudio del GN. Elaboración: [3].

Nota: Ver siglas en la tabla 1.

Índices por Sistemas de Información	
IQV	IEX+IDH+AA+EC+IP
IPU	USres+UScom+USserv+USind+Z+DU+Llres+Llserv+TU
IPC	DD+RF+Eres+Ecom+Eserv+Eind
IOC	D+E+T+DCres+DCcom+DCserv+DCind
Índice General	
Lgeral	IQV+IPU+IPC+IOC
Índices por Categorías de Ocupación del Suelo	
IRES	IEX+IDH+AA+CE+IP+USres+Z+DU+Llres+TU+DD+RF+Eres+D+E+T+DCres
ICOM	IEX+IDH+AA+CE+IP+UScom+Z+DU+Z+TU+DD+RF+Ecom+D+E+T+DCcom
ISERV	IEX+IDH+AA+CE+IP+USserv+Z+DU+Llserv+TU+DD+RF+Eserv+D+E+T+DCserv
IIND	USind+Z+Eind+D+DCind

Tabla 4. Resumen de la base de cálculo del “Índice de Afinidad”. Elaboración: [3].



Figura 1. Resumen de la metodología. Elaboración: propia.

• Aplicación del algoritmo para el cálculo del Índice de Afinidad: La fórmula matemática para la determinación del índice comprende la media de la suma simple de todos los pesos asignados a cada parámetro por unidad de estudio que está basada en el algoritmo de índices oficiales de la Alcaldía de São Paulo [2].

El índice de afinidad es utilizado para el análisis de lugares donde la red de GN no existe o está en fase inicial de expansión.

• Y como última etapa, la validación de criterios de apoyo a la toma de decisiones para el planeamiento de la expansión de la red de GN a través de estudios de caso en municipios del Estado de São Paulo mediante la comparación entre el resultado obtenido a través del modelo y el mapeo de la red existente.

La tabla 4 muestra las posibilidades de cálculo del Índice de Afinidad: General, por Sistemas de Información o por Categorías de Ocupación del Suelo. En resumen, el índice de afinidad es utilizado para el análisis de lugares donde la red de GN no existe. Para el estudio de áreas donde la red ya fue instalada, se propone el índice de densificación, que tiene la intención de comparar el número total de unidades domiciliarias y de actividades económicas, con el número de las unidades ya conectadas a la red de GN.

La Figura 1 resume la metodología propuesta.

3. ESTUDIO DE CASO

Para este estudio fue seleccionada la ciudad de São Caetano do Sul en el Gran ABC paulista [5], compuesta por 15 barrios, como se muestra en la Figura 2.



Figura 2. El Municipio de São Caetano do Sul en la Región Metropolitana de São Paulo. Fuente: [4]. Nota: Sin escala.

La ciudad tiene 15 km², está localizada al sudeste de la capital, en el límite entre los

distritos de Ipiranga, Sacomã y Vila Prudente, está compuesta por 15 barrios y presenta históricamente una formación predominantemente industrial [5]. Sin embargo, en los últimos quince años ese perfil se transformó, debido a la transferencia o cierre de algunas industrias, obligando a una rápida revisión de las posibilidades de ocupar el vacío dejado por la contribución de esas empresas por otros tipos de ocupación del espacio urbano. Por ello, la zonificación de la ciudad propició la verticalización de la mayoría de los barrios para el uso residencial de medio y alto nivel, así como el incentivo al comercio y prestación de servicios, mezclándose al uso industrial de pequeña escala distribuido en todos los barrios del municipio.

Ese proceso de aumento de la concentración demográfica, del ingreso familiar, de la densidad construida y consecuentemente del consumo de energía, llamó la atención de la distribuidora de gas para la extensión de la red subterránea que comenzó a ser instalada en junio de 2004, con la intención de prestar el servicio a mercados básicamente de uso mixto - residencial de alto nivel con comercio y servicios - mostrando que este tipo de ocupación puede ser preponderante en la creación de nuevos mercados.

Se destacan como premisas para la selección:

- La difusión reciente de la red de gas permitió el acompañamiento in situ de la expansión (diferente de São Paulo, con distritos con servicio de GN desde el inicio del siglo XX) y la verificación simultánea con el resultado obtenido por el uso de la metodología propuesta;
- Debido a la pequeña dimensión del municipio, facilidad de identificación de las áreas atendidas por la red, pero que aún usan GLP, convirtiéndose en potenciales puntos de densificación;
- Uso mixto más difundido que en São Paulo, con pocas manzanas de uso predominantemente residencial propiciando un estudio con un nuevo enfoque, donde las micro industrias, restaurantes, hospitales, academias de gimnasia y universidades se distribuyen a lo largo del territorio, posibilitando una prueba de mayor precisión en el uso del prototipo debido a las pequeñas variaciones de características fundamentales entre los barrios;
- El territorio es atendido puntualmente, aunque su expansión esté en desarrollo, lo que facilita su acompañamiento en tiempo real.

Para simplificar la demostración fueron especificadas las siguientes características:

- Unidad de estudio: barrios, identificados en la Figura 3 (a) por letras (de A a O);
- Cálculo: índice de afinidad - alternativa 1 por “sistemas de información” y alternativa 3 “general”.

Los sistemas de información - asignación de los pesos de 1 a 9

En el análisis de los indicadores de calidad de vida (SI1), se verifica un empate entre varios distritos. Esa base de datos tiene importancia en municipios con gran variación de condiciones de infraestructura como por ejemplo, en la ciudad de São Paulo. Para São Caetano, comparado con otras ciudades presenta un peso elevado en todos los ítems, es necesario un análisis detallado, considerando el municipio individualmente, de manera que se relacionen los barrios que lo componen, que aunque tienen buenos índices de calidad de vida, presentan diferencias en la comparación entre sí (Figura 3a).

Para el SI2 (indicadores de planeamiento urbano), los valores indican que la mejor combinación de afinidad en un barrio es la de ocupación del suelo mixto, incluyendo además de las residencias, comercio y servicios, también la ocupación industrial, incluso de pequeña escala.

Otros parámetros sobresalientes son el número de emprendimientos inmobiliarios y la zonificación de los barrios con asignación de peso 7 y 9, indicando posibilidad de expansión en esas áreas de uso residencial vertical e industrial.

La tasa de urbanización es despreciable y en el la alteración del cálculo del índice (Figura 3b). En la verificación del índice originado en los indicadores de proyección de consumo (SI3), resalta el número de establecimientos con actividad económica industrial y de prestación de servicios (Figura 3c).

Para el último sistema, el SI4 (indicadores de obra civil), la verticalización y concentración de industrias, comercio y servicios, representada por las densidades construidas por uso del suelo son determinantes, así como la pequeña distancia del área a atender desde el último punto ya atendido por GN (que en este caso es la red de alta presión que circunda al municipio).

En este ítem los pesos son aplicados de forma contraria a los otros parámetros, es decir, cuanto mayor es la distancia y extensión de las vías menor es el peso asignado (Figura 3d).

Los pesos están representados en la Figura 3. Eje Y se puede ver el índice de afinidad para cada uno de los sistemas de información.

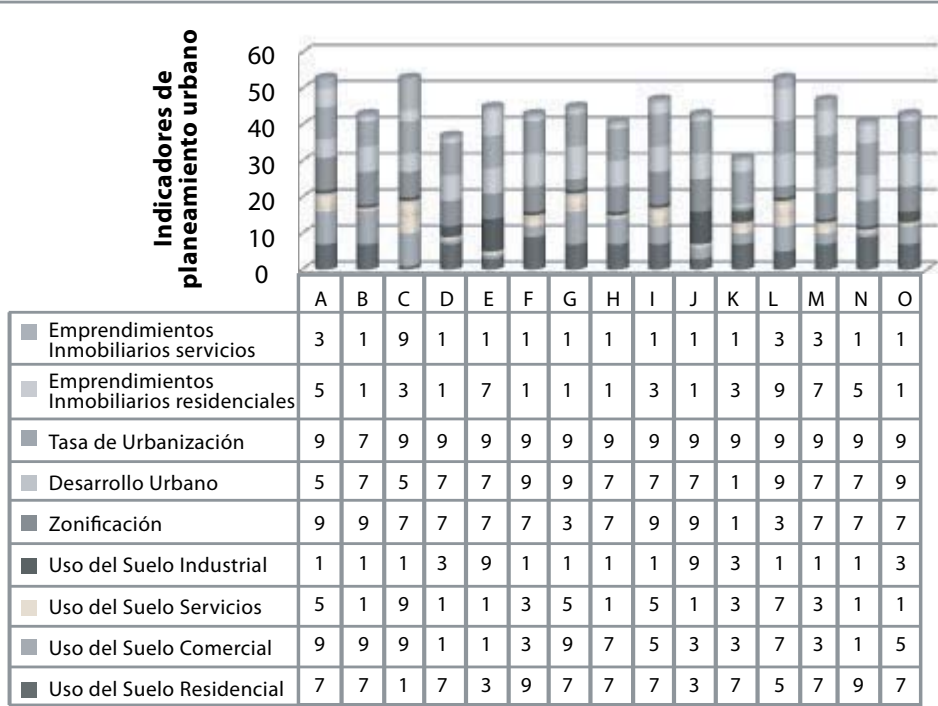


Figura 3b

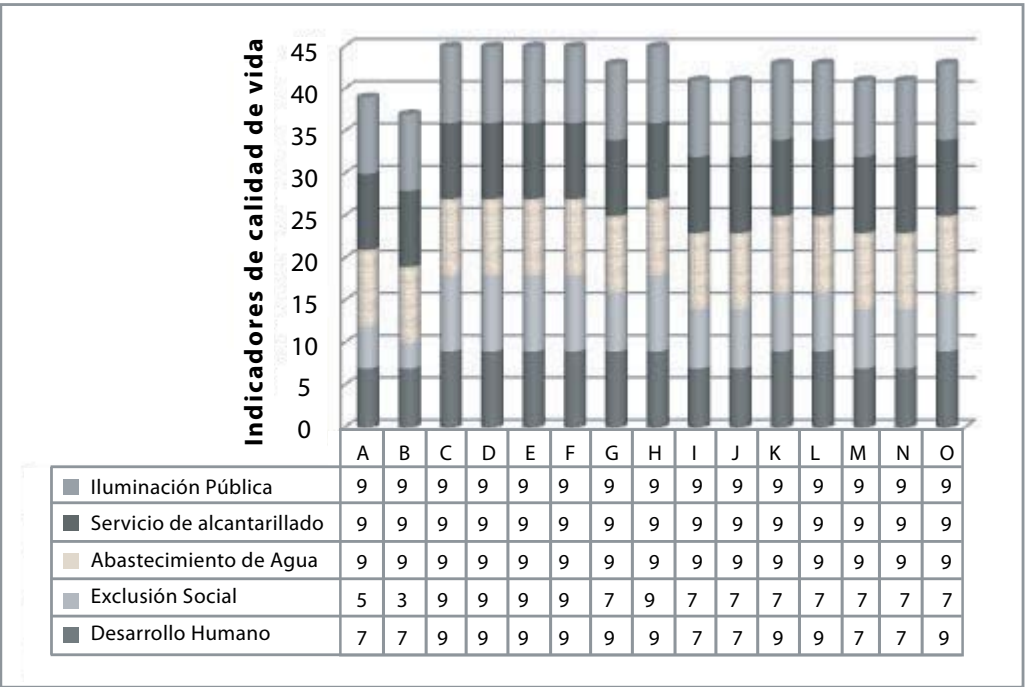


Figura 3a

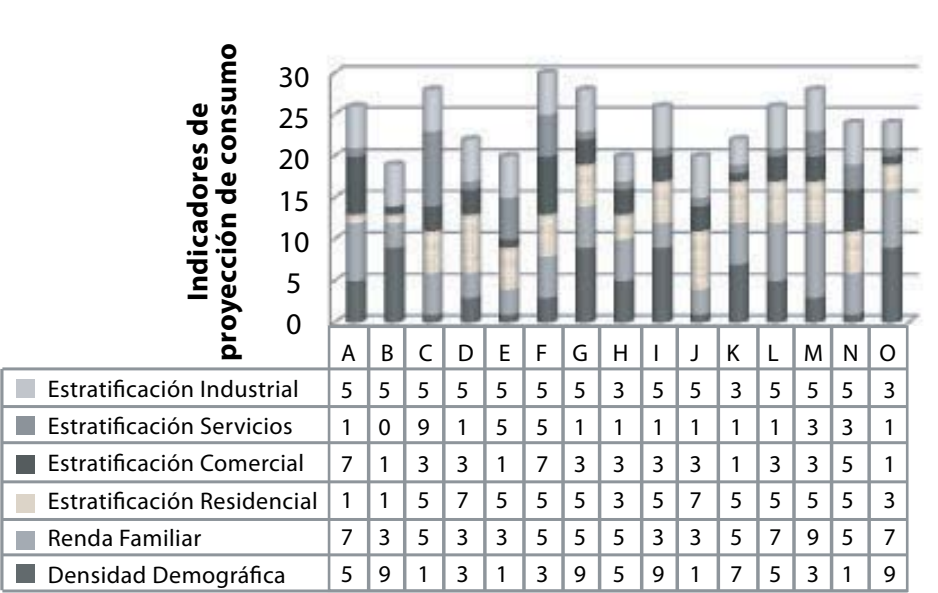


Figura 3c

Figura 3. Asignación de pesos a los 15 barrios en estudio. Elaboración propia.

Leyenda:

- Primer grupo - rosado
- Segundo grupo = lila
- Tercer grupo = verde
- Cuarto grupo = amarillo
- Áreas ya atendidas = naranja

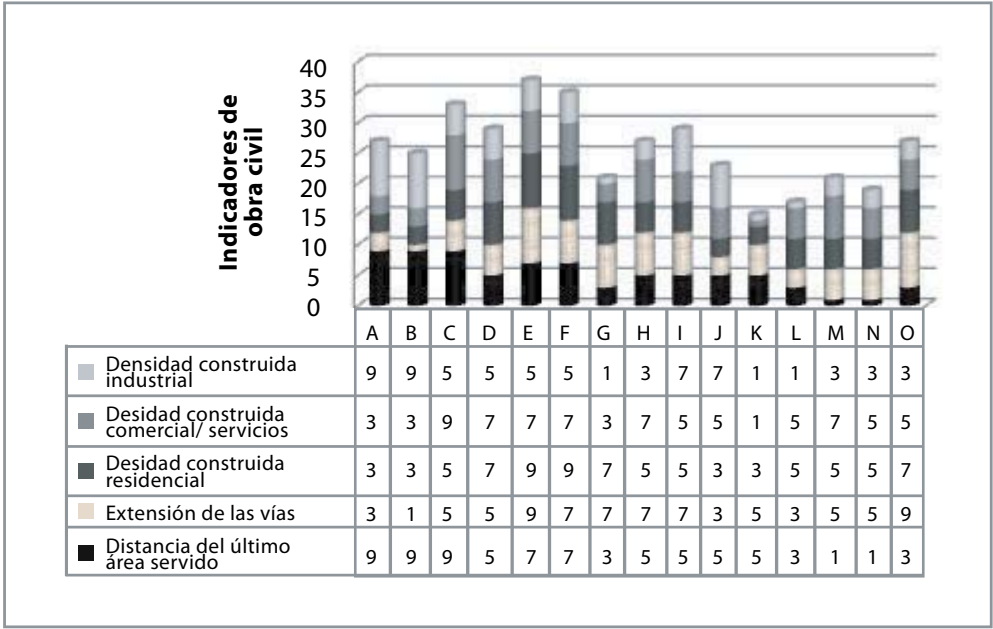


Figura 3d

Los “índices de afinidad” por sistemas de información e índice general

Todas las clasificaciones presentan orden de afinidad similar, con alternancia en las primeras posiciones de los barrios con característica dominante constituida por el uso mixto del suelo, donde la verticalización residencial (densidad construida residencial) es el factor determinante de la afinidad a la red de GN.

La elevada alta concentración de edificios forma un círculo vicioso que congrega la sofisticación de comercio y servicios al mayor número de emprendimientos inmobiliarios, mayor ingreso y consecuentemente, la mejor calidad de vida. En esos barrios también la proximidad a la red que circunda la ciudad, es otro factor facilitador de la expansión del servicio. Esos parámetros compensan la incidencia del alto tráfico en esos barrios y también la gran extensión a atender.

En base al análisis global de los resultados demostrados, los barrios pueden ser reunidos en 4 grupos de afinidad a la red de GN:

- El primer grupo, formado por el barrio Centro que ocupa la primera posición en casi todos los ranking, seguido por los

barrios Santa Paula, Barcelona y San Antonio que se alternan en las primeras posiciones, destacando como importantes en la afinidad a la red de gas el uso mixto del suelo (combinación entre residencias, comercio y servicios) y los altos índices de densidad construida residencial, traduciendo la verticalización dominantes en los 4 barrios y el alto poder adquisitivo.

- El segundo grupo muestra la alternancia entre los barrios Santa María, Nova Gerti, Fundação, São José y Cerámica que presentan como preponderantes de afinidad el desarrollo urbano futuro previsto con la introducción de edificios residenciales y de prestación de servicios donde antes habían industrias y el actual número de emprendimientos inmobiliarios (que solo pierde frente a los 4 barrios mejor clasificados).
- Un tercer grupo de barrios sin características definidas en la cual las posiciones del ranking oscilan entre los dos primeros grupos (Boa Vista y Olímpico).

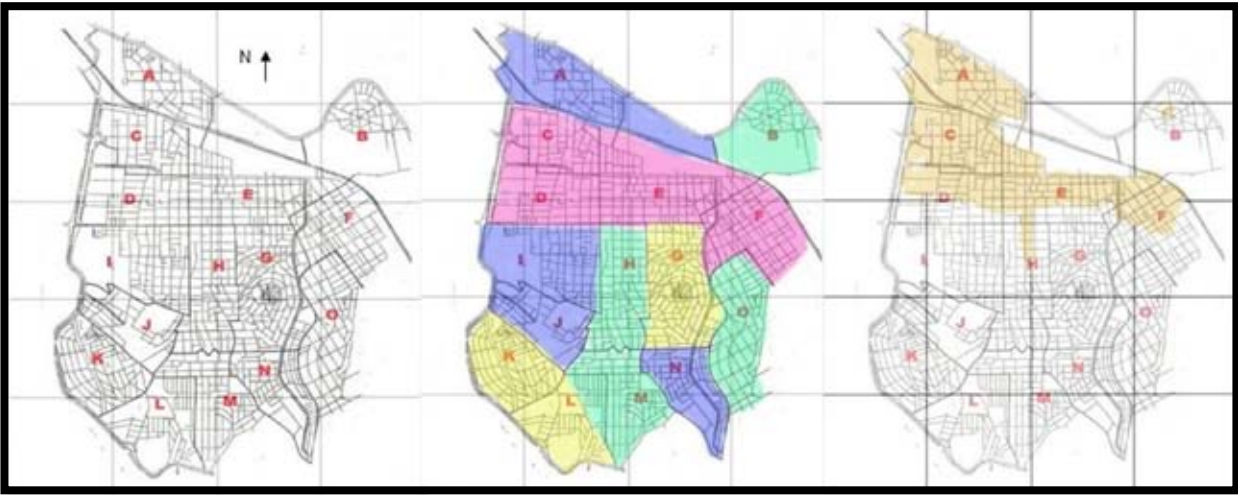


Figura 4. Los barrios del Municipio (a). Simplificación de la clasificación obtenida por regiones de la ciudad (b). Áreas ya atendidas por la red de GN (c). Fuente: [3;5]

- Un último grupo que define barrios sin mucho interés, principalmente en el ámbito de la verificación por categorías de uso del suelo (Prosperidade, São Caetano y Mauá), concentrando poco comercio y servicios, uso residencial horizontal, baja concentración poblacional, incluso con altos ingresos (como es el barrio São Caetano) o de la reunión de industrias (barrio Prosperidade), donde se recomienda la atención puntual a las industrias.

La Figura 4 corresponde a la representación gráfica del índice general. La Figura 4(a) muestra los barrios del municipio estudiado representados por letras en color rojo para comparación con la Tabla 2. La Figura 4(b) presenta la homogeneidad en la clasificación de los distritos vecinos en orden de “afinidad a la implantación de la red de GN”, segundo a puntuación obtenida en los cuatro sistemas y en conjunto.

El área de color rosado y parte del área en color azul que representa a región donde están los distritos mejor posicionados en el ranking, corresponden a la expansión real de la red en el Municipio (b).

La Figura 4(c) muestra el área efectivamente cubierta por la concesionaria, validando la respuesta obtenida con el modelo.

El resultado es satisfactorio cuando se compara con la implantación que ocurre en tiempo real en el municipio (que cubre puntualmente los barrios Centro, Santa Paula, Barcelona y Santa María y de forma específica trechos industriales de: Fundação y Prosperidade).

4. CONCLUSIONES

El modelo basado en indicadores urbanos ha presentado resultados coherentes cuando fue probado en ciudades del Estado de São Paulo, demostrando ser una herramienta de cálculo con buen grado de precisión, fácil comprensión y apoyo en el proceso de toma de decisiones sobre la expansión y densificación de la red de GN en las ciudades brasileñas.

En todos los casos, el ranking general refleja la realidad. De esta manera, aunque el interés sea un ámbito específico representado por cualquiera de los otros ocho rankings, resulta interesante compararlo con la respuesta global.

El modelo es propicio para la detección de diferencias internas respecto a las tendencias “globales” de la ciudad, a través de la síntesis de parámetros variables. El abordaje de las variables en diferentes unidades territoriales también promueve lecturas diversificadas de la ciudad, cuanto mayor la agregación, una mayor homogenización ocurre, escondiendo realidades “locales”.

La creación de un mercado residencial y comercial basado en la introducción gradual del GN en los usos cotidianos puede acabar por inducir una clientela que viabilice la introducción de la canalización y distribución.

La propuesta de estudiar mercados para el GN a partir de informaciones urbanas busca incorporar la dinámica de las ciudades al desarrollo de otras fuentes energéticas, con la intención de introducir un concepto de red de distribución, que pode ser relevante, si se equilibran tarifas y el nivel de atención del servicio, propiciando el incremento de la calidad de vida de la población y optimizando procesos productivos [9].

5. AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen el apoyo de la Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles.

- ANP, de la Financiadora de Estudios y Proyectos.

- FINEP y del Ministerio de Ciencia y Tecnología.

- MCT por medio del Programa de Recursos Humanos de la ANP para el Sector Petróleo y Gas - PRH-ANP/MCT y también el apoyo de la Fundación de Amparo a la Investigación del Estado de São Paulo.

- FAPESP del Proyecto 03/06441-7: Nuevos Instrumentos de Planeamiento Energético Regional en la Perspectiva del Desarrollo Sustentable.

6. REFERENCIAS

[1]FORRESTER J. W. Urban Dynamics. Cambridge, M.I.T. Press, 1969.

[2]SÃO PAULO (CIDADE) - SECRETARIA MUNICIPAL DE PLANEJAMENTO URBANO. Dinâmica Urbana. São Paulo, Sempla, 2006.

[3]MASSARA, V.M. A Dinâmica Urbana na Otimização da Infra-Estrutura para o Gás Natural. São Paulo, Tese (Doutorado em Energia), Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo, 2007.

[4]SEADE- FUNDAÇÃO SISTEMA ESTADUAL DE ANÁLISE DE DADOS. Pesquisa Municipal Unificada, São Paulo, Seade, 2010.

[5]SCS - SÃO CAETANO DO SUL (CIDADE). Síntese dos bairros. Prefeitura Municipal, São Caetano do Sul, 2011.

[6] IBGE - INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. Cadastro Nacional das Atividades Econômicas (CNAE). Rio de Janeiro, Ibge, 2003.

[7] SAATY, T. The Analytic Hierarchy Process: Planning, Priority Setting, Resource Allocation. Londres, McGraw-Hill, Londres. 1980.

[8] SAATY, T. Manual de uso do Programa Computacional Decision Lens. Londres, 2006.

[9] UDAETA, M.E.M.; GRIMONI, J.A.B.; BURANI, G.F.; RIGOLIN, P.H.C.; MASSARA, V.M. Fundamentos e Introdução à Cadeia Produtiva do Gás Natural. São Paulo, EDUSP/FAPESP, 2010. 262p.

APÓYENOS PARA CONTINUAR DIFUNDIENDO
CONOCIMIENTOS ESPECIALIZADOS



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

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

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

EXPERIENCIA COLOMBIANA en Evaluación y Cuantificación Confiable de EMISIONES FUGITIVAS DE METANO de la Red de Transporte de Gas Natural de TGI S.A. ESP

Fredi López fredi.lopez@tgi.com.co
Álvaro Arias alvaro.arias@tgi.com.co
Fredy Garavito fredy.garavito@tgi.com.co

Henry Abril Blanco habril@cdtdegas.com
Víctor Manrique vmanrique@cdtdegas.com
Oscar Acevedo oacevedo@cdtdegas.com

Resumen:

Las actuales preocupaciones por el Cambio Climático, y el significativo impacto medioambiental, operativo y de seguridad industrial que tienen las emisiones fugitivas de metano (principal componente del gas natural) han impulsado la necesidad de adoptar estrategias confiables de detección y cuantificación de estas emisiones. En este artículo se presenta la experiencia colombiana en medición y cuantificación de estas emisiones en la red de transporte de gas natural de TGI SA, desde la apropiación de metodologías internacionales y la transferencia de las mejores tecnologías disponibles. Se presentan los resultados, las oportunidades y los beneficios de la reducción costo-efectiva y mitigación de estas emisiones.

1. INTRODUCCIÓN.

¿POR QUÉ EL METANO?

La creciente preocupación por el Calentamiento Global ha presionado en las últimas décadas la necesidad de reducir las emisiones antropogénicas¹ de gases de efecto invernadero -GEI, entre los que se destacan el dióxido de carbono (CO₂) por su relativa abundancia, y el metano (CH₄) por su mayor potencial de calentamiento global (GWP)². [1]

En 2010, las emisiones globales de CH₄ se estimaron en 6875,14 Millones de toneladas de CO₂ equivalente (MtonCO₂e), de las cuales el 20% se deben a la Industria de Petróleo y Gas Natural. Para este mismo año, las emisiones netas de metano de Colombia se estimaron en 66,64 MtonCO₂e, de las cuales 2,14MtonCO₂e corresponden a “emisiones fugitivas” de metano [2]. Estas emisiones son equivalentes a más de 142Mm³ (5035 Mft³) de gas natural emitidos directamente a la atmósfera, cuyo valor económico puede ascender a más de 29,2 millones de dólares anuales³.

Teniendo en cuenta que el CH₄ es el principal componente del Gas Natural, y que estas emisiones tienen un impacto 25 veces mayor que las de CO₂, su reducción permite obtener varios beneficios: por una parte se recupera un valioso recurso energético, se mejoran las condiciones de seguridad industrial de las instalaciones y se contribuye en una mayor medida a reducir las emisiones de GEI y a mitigar el Calentamiento Global.

2. EXPERIENCIA COLOMBIANA: CONVENIO DE COOPERACIÓN TECNOLÓGICA Y COMPROMISO CON LA SUSTENTABILIDAD.

Desde el año 2007, la Transportadora de Gas Internacional -TGI SA ESP, y la Corporación Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas -CDT de GAS han establecido un Convenio de Coope-

¹ Emisiones relacionadas con las actividades humanas, como la agricultura, industria, etc.

² Medida de la capacidad de una sustancia, de contribuir al Calentamiento Global. El CO₂ tiene con GWP por defecto, el valor de 1.

³ Todos los cálculos están basados en un precio de referencia para el gas de USD 5,8/103ft³, un GWP de 25 para el metano, y una concentración del 98% de metano para el gas natural.

ración Tecnológica, con el objetivo de brindar confiabilidad en las mediciones de gas natural en *transferencia de custodia* (tanto de volumen como de calidad), y la ejecución de proyectos estratégicos de Investigación, desarrollo tecnológico e innovación pertinentes para el sector.

En este contexto, como parte de su compromiso de *Responsabilidad Empresarial* en el marco del *Pacto Global* de la ONU, TGI se ha trazado el reto de gestionar y reducir sus emisiones de GEI, principalmente de metano. Este proyecto, que cuenta con el respaldo de CDT de GAS como aliado estratégico, tiene el objetivo de consolidar una operación de *transporte de gas “de clase mundial”*, responsable con el medio ambiente, y con la mejor eficiencia, confiabilidad y seguridad de los procesos.

Este proyecto tiene el objetivo de consolidar una operación de transporte de gas “de clase mundial”, responsable con el medio ambiente, y con la mejor eficiencia, confiabilidad y seguridad de los procesos.

3. PROYECTO: INVENTARIO DE EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO - METODOLOGÍA GENERAL.

El cálculo de las emisiones netas de GEI, se basa en la metodología general del panel Intergubernamental del Cambio Climático IPCC. Esta metodología se basa en el uso de *Factores de Actividad* FA, que cuantifican la actividad o fuente de emisiones, y de *Factores de Emisión*

FE que cuantifica las emisiones relativas a cada actividad o fuente.

Esta metodología se resume en la siguiente ecuación:

$$\text{Emisiones} = \text{FA} * \text{FE}$$

3.1 Factores de Actividad y Factores de Emisión.

Principales fuentes de emisiones de metano. Las principales fuentes de emisiones de metano en transporte de gas natural son:

- Venteo de gas natural para despresurización por mantenimiento.
- Venteo operativo de gas natural, en dispositivos neumáticos.
- Gas no quemado en motores y teas
- Fugas de gas en equipos y tuberías.
- Interrupciones del sistema por catástrofes naturales, atentados, etc.

Fuente Principal	GEI	Factores de Actividad		Factores de Emisión		
		Factor	U	Factores relativo a la composición		U
Gas combustible	CO ₂	1000ft ³ de combustible	0,01% a 1%	Guajira: 52,10 Cusiana: 63,2	kgCO ₂ por cada 1000ft ³	0,4% a 1%
Quema de gas en tea	CO ₂	1000ft ³ de gas quemado				
Ventoeo de gas por M/miento.	CH ₄	1000ft ³ de gas venteado	10%	Guajira: 19,9 Cusiana: 16,9	kgCH ₄ por cada 1000ft ³	
Fugas y ventoeo operativo	CH ₄	1000ft ³ de gas fugado				

Tabla 1. Factores de Actividad y Factores de Emisión.

Factores de Actividad.

En transporte de gas natural, estos factores están relacionados con actividades generalmente bien cuantificadas, por ejemplo:

- Volumen de gas combustible utilizado en los motores de unidades compresoras.
- Volumen de gas quemado en tea.
- Volumen de gas venteado.

Factores de Emisión.

Estos factores dependen principalmente de la composición del gas natural (concentración de CH₄ y CO₂), pero también de otros aspectos, como por ejemplo: la eficiencia de combustión en motores y teas.

Así, en Colombia se ha encontrado que el gas natural de origen Guajira (98% mol de CH₄) genera mayores emisiones de metano (por unidad de volumen) al ser venteado, que el gas natural de origen Cusiana (84% mol de CH₄).

Sin embargo, éste último genera mayores emisiones de CO₂ al ser quemado, por su mayor contenido de etano (C₂H₆), y de CO₂. Generalmente, la concentración de estos componentes del gas natural se puede determinar con una incertidumbre de 0,4% relativa a la concentración promedio.

La Tabla 1 resume la definición de factores de actividad y factores de emisión, con sus respectivas incertidumbres (U).

4. PROYECTO: INSPECCIÓN DE EMISIONES FUGITIVAS DE LA RED DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL.

Como parte del Proyecto de Inventario de Emisiones GEI, en enero de 2012 se desarrolló un *Estudio Piloto de Inspección de Emisiones fugitivas de metano*, en algunas instalaciones representativas de la infraestructura de transporte de TGI S.A.

Este estudio permitió apropiar y transferir un enfoque alternativo de evaluación de emisiones, basada en las “mejores tecnologías disponibles” y en la estrategia de “Inspección y Mantenimiento Dirigido I&MD”.

4.1 Metodología: Inspección y Mantenimiento Dirigido

Un programa de “Inspección y Mantenimiento Dirigido I&MD” es una estrategia segura y comprobada para detectar, cuantificar, priorizar y reparar las fugas en equipos, accesorios y componentes. El programa comienza con una *Inspección de Emisiones*, la cual tiene dos actividades principales: detección y medición.[3]

Detección con Cámara Infrarroja.

La detección se puede realizar mediante diferentes equipos y técnicas, sin embargo, la tecnología infrarroja permite la visualización en tiempo real de la fuga. Esta posibilidad ha revolucionado el entendimiento de las emisiones fugitivas, y actualmente se constituye como la *mejor tecnología disponible para esta actividad*. Bajo las condiciones adecuadas, es posible detectar fugas desde 0,35g/h de hidrocarburos gaseosos.[4]



Figura 1. Detección y Medición de Fugas con cámara Infrarroja y muestreador de alto caudal.

Medición mediante muestreo de alto caudal.

La Corporación CDT de Gas es pionera en Colombia en la prestación del servicio de muestreo de alto caudal, con alto grado de confiabilidad, para la evaluación de emisiones fugitivas de metano en el Sector Gas Natural. (Ver Fig. 1) La técnica de muestreo de alto caudal permite obtener incertidumbres relativamente bajas en la medición de emisiones fugitivas, en comparación con los métodos tradicionales de estimación basados en correlaciones o en factores de emisión publicados. [6]

Una incertidumbre adecuada en la cuantificación de las emisiones, permite soportar y fortalecer la toma de decisiones para la ejecución de proyectos de reducción. Por esta razón, existe un compromiso permanente por parte de la Corporación CDT de GAS en garantizar la mejor confiabilidad en las mediciones, y en brindar trazabilidad a las magnitudes relacionadas a través de su *Centro de Metrología de Fluidos (CMF)*.

4.2 CONFIABILIDAD METROLÓGICA

Trazabilidad. El CMF de CDT de GAS posee la infraestructura que brinda trazabilidad⁴ a las

mediciones de gas en Colombia. En el caso de las mediciones de caudal de fugas de gas, la trazabilidad se brinda a través de patrones de trabajo (medidores de volumen de gas), calibrados a su vez contra un patrón de referencia primario (Campana Gasométrica) (Ver Fig. 2), y esta a su vez, referido a patrones internacionales del Sistema Internacional (metro). El laboratorio de Volumen y Caudal de gases del *Centro de Metrología de Fluidos* de CDT de GAS está Acreditado por el organismo Nacional de Acreditación de Colombia ONAC bajo la norma ISO/IEC 17025.

Incertidumbre. La incertidumbre permite conocer el grado de confianza sobre el valor medido, y a su vez caracteriza la dispersión de los posibles valores a obtener en un proceso de medición.

Pruebas realizadas en el CMF del CDT de GAS han permitido confirmar que a máximo caudal, el *Hi Flow Sampler* presenta una incertidumbre en medición de caudal de aire entre 6-10% en el intervalo de operación típica de 180 - 220 dm³/min (6,35 - 7,77 ft³/min). Estos resultados son coherentes con las incertidumbres reportadas por el fabricante [5], sin embargo, la caracterización metroológica ha permitido determinar el mejor punto de operación, en relación a la incertidumbre más baja (220dm³/min). (Ver Fig. 3)

⁴ Trazabilidad: Propiedad del resultado de una medición, por el cual puede ser relacionado con referencias determinadas, por medio de una cadena ininterrumpida de comparaciones, teniendo todas, incertidumbres determinadas (VIM)



Figura 2. Esquema de Trazabilidad.

De esta forma, un adecuado conocimiento de la incertidumbre del equipo ha permitido adoptar mejores prácticas en el proceso de medición, e inclusive identificar oportunidades de mejora respecto a su desempeño metrológico.

Comparación contra Factores de Nivel de nivel 1 -IPCC.

La Tabla 2 presenta los Factores de Emisión publicados por el Panel Intergubernamental de Cambio Climático IPCC, los cuales son utilizados para el Cálculo del *Inventario Nacional de Emisiones*. Por su extensión, la red de TGI S.A. ESP comprende la mayor parte de la infraestructura Nacional de Transporte de Gas, por tanto estos Factores son aplicables para hacer una comparación. **Se destaca que las incertidumbres de los factores están entre -40% hasta +250%.**[7]

La Tabla 3 muestra la comparación entre los cálculos realizados con factores de emisión de nivel 1 (Factores IPCC) contra los cálculos realizados Nivel 3 utilizando factores de emisión específicos, mediciones directas y cálculos más detallados.

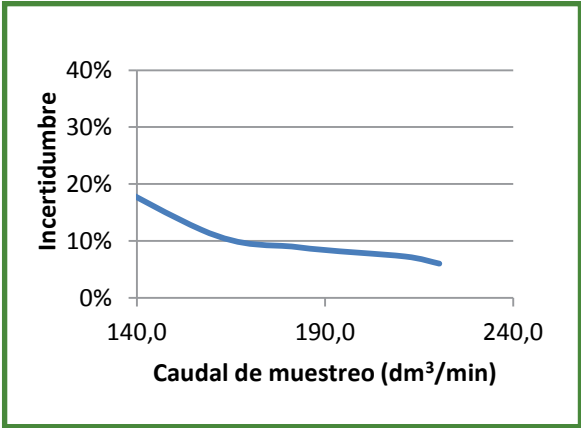


Figura 3. Curva de Incertidumbre Vs Caudal de muestreo para el Hi Flow Sampler.

Por ejemplo, tanto para el caso de las emisiones por venteo y emisiones fugitivas, los resultados presentados por TGI/CDT de GAS están comprendidos dentro de los límites mínimos y máximos de IPCC, lo cual indica que son coherentes. Sin embargo, con el cálculo a nivel 3 se ha logrado obtener un valor real representativo y acotar significativamente su incertidumbre.

Proyecto Actual. Inspección de toda la red de transporte.

Actualmente, CDT de GAS está avanzando en la inspección exhaustiva de toda la red de transporte de TGI.

Entre octubre y diciembre de 2012, se inspeccionaron las instalaciones de superficie del gasoducto “Ballena-Barrancabermeja”, abarcando 1 planta deshidratadora, 7 estaciones de compresión, 14 válvulas de seccionamiento, y más de 35 *Citygates*, y válvulas de derivación.

El desarrollo de este programa de inspección exhaustiva con cámara infrarroja y muestreador de alto caudal permitió:

- Detectar las grandes fugas de manera eficiente,
- Enfocar los esfuerzos de detección en las fuentes más comunes y
- Reparar con prioridad los componentes que son rentables o que representan un riesgo importante de seguridad industrial o ambiental.

5. PRINCIPALES FUENTES DE EMISIONES FUGITIVAS DE METANO Y ALTERNATIVAS DE REDUCCIÓN.

A partir del estudio detallado de la red de transporte de gas natural, se ha encontrado que las principales fuentes de emisiones fugitivas son:

- Venteos de los regeneradores de glicol, de las Unidades de Deshidratación de gas natural.
- Venteos del gas fugado a través del sello del vástago (*packing seal*) en los compresores reciprocantes.

Subcategoría IPCC	Código IPCC	Fuente	Factores de Emisión de Metano		
			tonCH ₄ /Mm ³		Incertidumbre
Transporte de Gas Natural	1B2biii4	Fugitivas	Mínimo	0,17	- 40% a 250%
			Máximo	1,10	
	1B2bi	Venteo	Mínimo	0,04	- 40% a 250%
			Máximo	0,74	

Tabla 2. Factores de Emisión de Nivel 1 publicados por IPCC (2006)

Emisiones - tonCH ₄ /año				
Fuente	Estimación de Nivel 1 con Factores de Emisión IPCC		Cálculo de Nivel 3 realizada por CDT de GAS (Línea base 2010)	
Fugitivas	Mínimo	727,08	1641 tonCH ₄ /año	±38%
	Máximo	4818		
Venteo	Mínimo	192,72	3129 tonCH ₄ /año	±10%
	Máximo	3241,2		

Tabla 3. Comparación entre estimaciones de Nivel 1 y Nivel 3

- Venteos del des-gasificador del aceite de lubricación de sellos en los compresores reciprocantes.
- Venteo de los actuadores neumáticos de válvulas y controladores de nivel.
- Conexiones mecánicas (bridas, roscas NPT, conexión metal-metal, etc.)
- Sellos de válvulas (prensaestopas)
- Válvulas de seguridad PSV, y válvulas reguladoras de presión PRV.

5.1 Oportunidades de reducción de emisiones fugitivas

La mayoría de las fuentes anteriores se pueden mitigar de manera costo-efectiva, mediante reparaciones menores (ajuste o apriete, cambio de empaques, reemplazo anticipado del componente, etc.) o reconversiones tecnológicas. A continuación se presenta a manera de ejemplo, un escenario real de reconversión costo-efectiva de actuadores neumáticos de alto venteo.

Ejemplo. Reemplazo Costo-efectivo de Dispositivos Neumáticos.

Los actuadores neumáticos de los controladores de nivel se consideran de “alto venteo” si emiten más de 2,8 dm³/min (6 ft³/h) de gas.

El estudio detallado de las fuentes de emisiones mediante una cuantificación confiable permite orientar los esfuerzos necesarios para su reducción, y soportar la toma de decisiones financieras sobre las inversiones requeridas

Estos actuadores se pueden reemplazar por dispositivos que cumplen la misma función, pero con más bajas o cero emisiones. [8]

La Tabla 4 resume un ejemplo real, donde cuatro dispositivos que ventean juntos más de 607 x 10³ ft³/año de gas natural, se pueden reemplazar de forma costo-efectiva con un retorno simple de la inversión en un plazo de 4 a 8 meses, gracias a la eliminación del costo de operación.

Equipo	Gas Natural Venteadado		Emisiones GEI tonCO ₂ e/año	Costo anual del gas venteadado ⁵	Costo aprox de remplazo	Recuperación de la inversión
	ft³/h	10³ft³/año				
Filtro #1	12,79	112,04	47,11	\$ 1.169.656	USD200-400	4-8meses
Filtro #1	24,04	210,63	88,56	\$ 2.198.954	USD200-400	2-4meses
Filtro #2	17,91	156,85	65,9	\$ 1.637.519	USD200-400	3-6meses
Filtro #2	14,58	127,72	53,7	\$ 1.333.408	USD200-400	3-6meses
TOTAL	69,32	607,24	255,27	\$ 6'339.537	USD800-1600	

Tabla 4. Escenarios de reconversión costo-efectiva de controladores de nivel de alto venteo.

⁵ Cálculos para un precio de gas regulado de 5,8USD/10³ft³ y una tasa de cambio 1USD=1800COP

Adicionalmente, con la eliminación de esta fuente de venteo se tiene un beneficio aún más importante: se reducen los riesgos asociados a la presencia de gases inflamables en el ambiente de la instalación, y las posibles afectaciones para la integridad de la infraestructura, la salud de las personas, el medio ambiente y la imagen corporativa.

6. PERSPECTIVAS

CDT de GAS es una organización líder dentro del sector gas colombiano en la generación y transferencia de soluciones tecnológicas para el impulso de la productividad, la conservación del medio ambiente y el bienestar social. Recientemente, ésta experiencia fue presentada en el Taller “Beneficios de la reducción de emisiones del metano para el Sector Hidrocarburos”, organizado por la Iniciativa Global del Metano en Colombia, y el Ministerio de Minas y Energía, y próximamente se espera que sea presentada en la Reunión Anual de Benchmarking de transportadoras de gas latinoamericanas, en el cual TGI es una de las compañías que participan por Colombia.

Actualmente, TGI S.A. se proyecta como la transportadora de gas pionera del país y la Región Andina en abordar metodológicamente sus emisiones fugitivas de CH₄. Con este esfuerzo aunado junto a CDT de GAS, y el respaldo de instituciones internacionales (como IPT Brasil en metrología de fluidos, y la transferencia de información por parte de la Iniciativa Global de Metano GMI) se ha logrado dar un paso importante en el desarrollo y fortalecimiento de capacidades nacionales para el abordaje de proyectos de evaluación y reducción de emisiones de CH₄.

A partir del año 2013, el principal reto es la implementación efectiva de proyectos de reducción, que permitan avanzar en los objetivos de la “estrategia colombiana de desarrollo bajo en carbono”, y promover dentro del sector gas colombiano (y latinoamericano) la adopción de soluciones apropiadas que le permitan una operación más eficiente, segura y sostenible con el medio ambiente.

7. REFERENCIAS

[1] IPCC, «Cambio Climático 2007. Informe de Síntesis. Informe del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático». 2007.

[2] US EPA, «Global Anthropogenic Non-CO2 Greenhouse Gas Emissions: 1990-2020», Office of Atmospheric Programs Climate Change Division U.S. Environmental Protection Agency, Washington, DC, 2006.

[3] US EPA Natural Gas STAR, «Inspección y Mantenimiento Dirigido a las estaciones de Regulación y en las instalaciones de superficie», 2003.

[4] Y. BENAYAHU, A. WAHNON, G. SPITZER, G. YEARIM, D. ANAVA, y A. DIDI, «Detection of low Gas leaks using Thermal Imaging Cameras», MET&FLU CIENCIA - TECNOLOGÍA - INNOVACIÓN, vol. 6, pp. 44-51, 2012.

[5] O. ACEVEDO, «Metodologías para la cuantificación del Caudal de Fugas en componentes y equipos de la Industria del Gas Natural», MET&FLU CIENCIA - TECNOLOGÍA - INNOVACIÓN, vol. 6, pp. 52-57, 2012.

[6] BACHARACH, «HI FLOW SAMPLER. Natural Gas leak rate measurement. Instruction 0055-9017 Operation & Maintenance». 2010.

[7] IPCC, «Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero. Volumen 2 Energía. Capítulo 4. Emisiones Fugitivas». 2006.

[8] US EPA Natural Gas STAR, «Opciones para reducir las emisiones de metano de los dispositivos neumáticos en la Industria de Gas Natural EPA-430-B-03-004S», Lecciones Aprendidas de los participantes de Natural Gas STAR, p. 17, 2003.

PARÁMETROS METROLÓGICOS para garantizar confiabilidad en los Sistemas Cromatográficos.

Sandra Hernández (shernandez@cdtdegas.com)
Fredy Herrera (fherrera@cdtdegas.com)
Corporación CDT de GAS



El acceso libre a la autopista de la Internet, ha permitido que países en vías de desarrollo como Colombia, puedan conocer el “norte” de la ciencia y la tecnología en temas relacionados con la aplicación de la metrología para beneficio de la sociedad.

En el CDT de GAS seguimos atentos a los movimientos internacionales, mediante la vigilancia tecnológica y la inteligencia competitiva; continuamos en esta sección compartiendo dicha información para que los lectores conozcan hacia donde se dirige la investigación, y como valor agregado en cada entrega, haremos un análisis particular del por qué y para qué estos esfuerzos están siendo realizados.

Resumen:
El CDT de GAS, con el apoyo de COLCIENCIAS, desarrolla actualmente para la Transportadora de Gas Internacional TGI S.A. ESP el proyecto “DISEÑO, CONSTRUCCIÓN Y PUESTA EN OPERACIÓN DE UN LABORATORIO MÓVIL PARA ENSAYOS DE CALIDAD Y METROLOGÍA DE GAS NATURAL” - CONTRATO 235-2010. El acondicionamiento del Banco Móvil con equipos e instrumentos que cumplan con la rigurosidad metrológica requerida, es quizás uno de los más importantes retos asumidos, por ello en este artículo se resalta una sola de las magnitudes consideradas y su complejidad. La cromatografía de gases es uno de los métodos de separación más utilizado para determinar la composición química del gas natural. Por medio de la concentración obtenida, es posible calcular el poder calorífico del gas, el cual es un parámetro clave en el mercado de dicho energético. Debido a esto, adquirir un cromatógrafo que cumpla con los parámetros de desempeño, funcionalidad y seguridad, es de vital importancia para garantizar resultados confiables y reproducibles durante la realización del análisis cromatográfico.

1. INTRODUCCIÓN

Los métodos existentes para el análisis de cromatografía gaseosa de gas natural, por lo general requieren de instrumentación especial para realizar apropiadamente la inyección de la muestra, el sistema de retro-lavado de columna (*back-flushing*), el uso de columnas en serie o formando puente (*by-pass*) durante el proceso de separación, y el uso de detectores tales como el de conductividad térmica (TCD) y el de ionización de llama (FID) [1].

Aunque los métodos de análisis cromatográfico se encuentran normalizados, no existe un acuerdo en los parámetros de desempeño metrológico de los sistemas de medición, que permita realizar la comparación puntual de los diferentes sistemas cromatográficos.

En razón a lo anterior, se hizo necesario estudiar los parámetros de calidad relevantes en los sistemas de análisis cromatográficos portátiles y compactos, con el objeto de establecer criterios de selección para la tecnología apropiada, de análisis de gas natural, mediante el estudio comparativo de las tecnologías disponibles comercialmente.

Como criterios de evaluación general se consideran los parámetros de desempeño, funcionales, y de seguridad, los cuales son descritos en la tabla 1 y se explican a continuación.

CRITERIOS DE EVALUACIÓN ESTUDIADOS EN LOS SISTEMAS CROMATOGRÁFICOS.	
Parametros Generales	
Desempeño	■ Métodos Estandarizados. ■ Sistemas de Caracterización. ■ Repetibilidad de los Resultados. ■ Límite de Detección. ■ Tiempo de Análisis.
Funcionales	■ Tiempo de Estabilización del Analizador. ■ Cantidad requerida de la muestra.
Seguridad	■ El Impacto o Aceleración permitidos en el Equipo. ■ Clasificación de seguridad

Tabla 1. Criterios de evaluación estudiados en los Sistemas Cromatográficos.

2. MÉTODOS DE ANÁLISIS ESTANDARIZADOS.

Debido a la compleja composición del gas natural, existe una variedad de métodos aceptados y aplicables, entendiendo como método, la manera de realizar el análisis cromatográfico, utilizando variedad de columnas, parámetros de operación y detectores, para obtener mediciones precisas¹ de la concentración de todos los componentes individuales que conforman el gas natural.

Una de las primeras normas reportadas fue la ISO 6568-81 [3], la cual estableció el análisis simple del gas natural por cromatografía de gases. Paralelamente la norma ISO 6569-81 [4], contempló el análisis rápido del gas natural, mencionando la utilización de una columna Porapak T de 3 m x 3,2 mm, para la separación de nitrógeno (N₂), dióxido de carbono (CO₂) e hidrocarburos desde el metano al butano (C₁-C₄)² [5]. Tres años después de publicada esta norma de referencia, se optimizó el método de análisis, en el cual se especificó la utilización de una pre-columna y de un sistema *back-flushing*, para analizar los hidrocarburos correspondientes a C₅ y C₆. A pesar de que los métodos anteriormente mencionados han evolucionado, actualmente se encuentran equipos cromatográficos que aún realizan sus análisis mediante estas normas estandarizadas. En razón a lo anterior, a continuación se describen las normas vigentes que establecen los lineamientos, para la determinación confiable de la composición del gas natural.

2.1 Normas de referencia relacionadas con el análisis corto del Gas Natural.

La norma ISO 6974-3(00) [6], especifica un método cromatográfico para la determinación de la composición del gas natural, a través de dos columnas empacadas. Una de las columnas, llamada Molecular Sieve 13 X, permite separar hidrógeno (H₂), helio (He), oxígeno (O₂) y Nitrógeno (N₂), utilizando como detector un TCD, y como gas de arrastre argón (Ar). La segunda columna, una Porapak R, permite separar N₂, CO₂ e hidrocarburos desde el C₁ hasta el C₈, empleando dos detectores (TCD y FID), y como gas de arrastre He. Entre los parámetros de configuración

¹ Precisión de medida: proximidad entre las indicaciones o los valores medidos obtenidos en mediciones repetidas de un mismo objeto, o de objetos similares, bajo condiciones específicas

² Los compuestos hidrocarbonados de cadena sencilla serán presentados con la letra C, con un subíndice que indica el número total de carbonos presentes en la molécula. Así, el metano se representa con C₁, etano con C₂, propano con C₃, etc.

del cromatógrafo, mencionados en la norma se encuentran la temperatura de operación del horno, la cual corresponde a un intervalo entre 40°C y 200°C, la cantidad de muestra inyectada y el flujo del gas de arrastre cuyos valores son 1 ml y 30 ml/min, respectivamente [6].

Por otro lado, la norma ISO 6974-6(02) [7], especifica el uso de tres columnas capilares para la separación de compuestos orgánicos e inorgánicos. Una columna Pora PLOT U permite la separación de compuestos tales como: CO₂ y C₂; otra columna definida como Molecular Sieve PLOT, proporciona la separación de He, H₂, O₂, N₂ y C₁; estas columnas utilizan como gas de arrastre el Ar. Finalmente la separación de los hidrocarburos a partir del C₃ hasta el C₈, se hace a través de una columna WCOT de Metil Silicona. Adicionalmente, esta norma especifica los parámetros de configuración relacionados con la temperatura de operación del horno (entre 30°C y 120°C), el flujo de los gases de suministro y de arrastre, necesarios para el análisis; así como la utilización de dos detectores, un TCD y un FID, a una temperatura de operación de 140°C y de 240°C, respectivamente [7].

Otro procedimiento que especifica la determinación de la composición química de gases naturales y mezclas similares, es la norma ASTM D1945-03(10) [8]. Este método utiliza tres columnas cromatográficas, en donde una de ellas, del tipo Molecular Sieve 13X de 2 m de longitud x 3 mm de diámetro, es usada para la separación de O₂, N₂ y C₁. La columna Squalane Chromosorb P-AW 152, de 3 m x 3 mm, es utilizada para la separación de hidrocarburos desde C₂ hasta C₅, incluido el CO₂. Por último, la Porapak N de 2 m x 3 mm (que generalmente es utilizada en aplicaciones multi-columna con el objeto de optimizar separaciones), permite la separación de C₁ a C₅, incluido el CO₂ [8].

La norma ASTM D1946-90(11) [9] tiene como objeto el análisis de muestra de gases reformados, en donde la composición de estos se encuentra establecida por H₂, He, N₂, CO₂, C₁, C₂, etileno (C₂H₄) y monóxido de carbono (CO). Este método inicialmente separa H₂, O₂, N₂, C₁ y CO, utilizando una columna Molecular Sieve 13X de 2 m de longitud x 6 mm de diámetro; por otro lado para llevar a cabo la separación del C₁, C₂, CO₂ y C₂H₄, utiliza una columna Porapak Q de 1,2 m x 6,35 mm [9]. Este método utiliza como gas de arrastre He y un detector TCD.

Otro método cromatográfico que incluye el análisis corto del gas natural y mezclas similares, es la norma GPA 2261-00 [10], el cual permite sepa-

rar compuestos hidrocarbonados desde C₁ hasta C₆ junto con el N₂ y CO₂, a través de una columna Chromosorb P-AW, utilizando como gas de arrastre He a una temperatura de operación de 120°C. Otras sustancias como el N₂ y O₂, son separados a través de una columna Molecular Sieve 13 X; el CO₂ y C₂ se separan a través de una columna Porapak, y el H₂ y el He por medio de una columna Molecular Sieve 5A, utilizando como gas de arrastre Ar. Las demás columnas emplean He como gas de arrastre y todas las columnas utilizan como detector un TCD [10] [11].

2.2 Normas de referencia relacionadas con el análisis extendido del gas natural.

La norma ASTM D2887-08 [12], especifica en su método de análisis, el uso de siete (7) columnas cromatográficas, cuatro (4) de ellas de naturaleza empacada, y tres (3) capilares. Dentro de las columnas empacadas se mencionan una de Metil Silicona OV-1 y UC-W98 y dos PermaBond® SE-30; como columnas capilares se referencian dos de Dimetilpolisiloxano DB1 y una HP-1. La integración de estas columnas cromatográficas permite la separación de los hidrocarburos desde C₅ hasta C₄₄. Como parámetros de configuración se especifican: La temperatura inicial del horno entre -20°C y 40°C, y temperatura final entre 340°C y 390°C. Adicionalmente se utiliza un detector FID en un intervalo de operación entre 350°C y 390°C [12].

La norma GPA 2286-95 [13] comprende el análisis cromatográfico de muestras de gas natural y mezclas de gases similares, con composiciones de O₂, N₂, CO₂, e hidrocarburos comprendidos entre C₁ y C₁₄. Adicionalmente incluye la separación de los isómeros del C₄, C₅, C₆, C₇, C₈, entre otros. Dentro del sistema de análisis se incorporan tres columnas cromatográficas, una de ellas, la columna Molecular Sieve 13X de 3,65 m, que realiza la separación de O₂, N₂ y C₁; la columna Silicone Composite que permite la separación del C₁ al C₅, CO₂ y sulfuro de hidrógeno (H₂S); y la columna UCL-45 de 4,57 m, que se encarga de la separación de los hidrocarburos comprendidos entre C₅ y C₁₄ respectivamente. Este método especifica el uso de He como gas de arrastre y detectores TCD y FID para identificar los diferentes compuestos [13].

Otro método cromatográfico que incluye el análisis extendido del gas natural y mezclas similares, es la norma ISO 6975-97 [14], la cual comprende la determinación de la composición química del He, H₂, Ar, O₂, N₂, CO₂, hidrocarburos saturados desde C₁ hasta C₅, fracciones de hidrocarburos desde C₆ hasta C₁₂ y compuestos

aromáticos como el benceno y el tolueno en el gas natural. Los componentes principales son separados mediante una columna empacada (figura 1) y posteriormente detectados por medio de un TCD. Los hidrocarburos con número de carbonos superiores al propano, son detectados por medio de un FID [14].

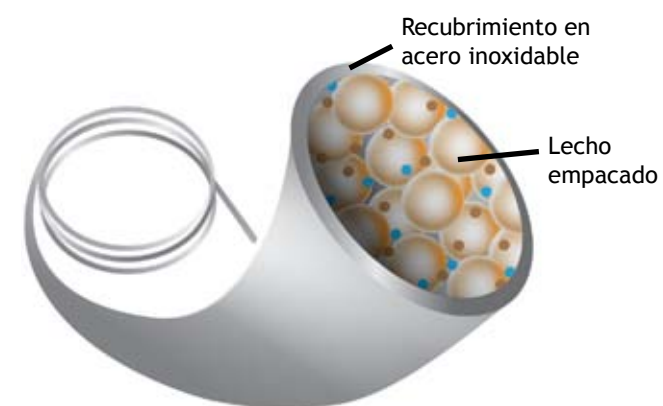


Figura 1. Características principales de una columna empacada.

Como se describe en los párrafos anteriores, las normas de referencia especifican una variedad de métodos, los cuales utilizan diversas columnas cromatográficas para llevar a cabo las separaciones de los componentes del gas natural. La mayoría de ellos, utilizan columnas empacadas, entre las que se destaca la columna, Molecular Sieve 13 X, que es empleada, especialmente para separar H₂, O₂, N₂ y C₁, y las columnas Porapak y Chromosorb, que son utilizadas para separar hidrocarburos livianos, por lo general desde C₁ hasta C₈.

En el caso de las columnas capilares (figura 2), estas son muy utilizadas para separar los hidrocarburos pesados del gas natural; solo la norma ISO 6974-6(02) [7] especifica una columna de

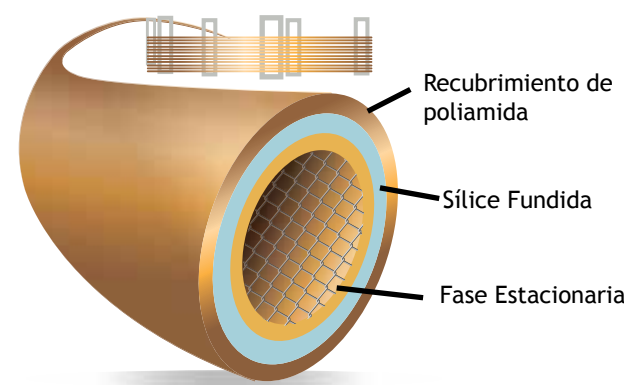


Figura 2. Características principales de una columna capilar.

este tipo (WCOT) para realizar un análisis corto. Las normas ASTM D2887-08 [12] y GPA 2286-95 [13], utilizan en sus métodos dichas columnas para llevar a cabo el análisis extendido.

3. SISTEMA DE CARACTERIZACIÓN.

En el procedimiento de caracterización de un cromatógrafo de gases, empleado para el análisis de gas natural, pueden ser utilizadas una o varias mezclas de gases de referencia certificadas, con una composición muy cercana a la del gas a analizar, para obtener mediciones precisas y confiables del gas a comparar.

En el caso puntual de los cromatógrafos de gases on-line, estos son caracterizados por medio de un solo gas de referencia, de composición similar a la del gas de línea (preferiblemente entre el 80% y 90% de composición molar de metano) [15]; sin embargo, los cromatógrafos de gases portátiles, debido a que permiten determinar la composición del gas en diferentes puntos y en consecuencia a diferentes concentraciones, deben ser caracterizados en un amplio intervalo de composiciones [5].

Una tendencia importante, es que debido a los altos costos de los gases de referencia, muchos analistas y laboratorios utilizan un solo gas para realizar la determinación de la composición del gas natural. Rhoderick (2003) [5], realizó un estudio para evaluar metrológicamente cómo se podría determinar con exactitud los componentes del gas natural (en particular de C₁), utilizando un único gas, o si es necesario un conjunto de gases de referencia para ajustar el instrumento de análisis. Estas pruebas fueron realizadas por medio de ocho estándares primarios preparados gravimétricamente, con diferentes intervalos de concentración (entre 64% y 94% mol de C₁) e incertidumbres relativas de ±0,05% [5].

Los resultados mostraron que al inyectar un volumen de 0,5 ml de muestra, en un sistema cromatográfico predeterminado, era necesario generar una ecuación de segundo orden, para determinar la concentración de metano. En cuanto a los resultados para el N₂, C₂ y C₃, también mostraron la misma tendencia. Un volumen de muestra de 0,1 ml, reveló que la muestra puede ser determinada mediante la utilización de una regresión lineal. Los gases de referencia primarios utilizados en el estudio, predijeron que el C₁ en la mezcla de ensayo, puede estar dentro de un ±0,11% del valor pronosticado de la regresión lineal [5]. En relación a lo anterior y a las diferencias existentes entre las configuraciones de los sistemas

cromatográficos, es importante comprender las limitaciones existentes cuando se realiza un análisis de gas natural. Es evidente que la cantidad de muestra inyectada en la columna cromatográfica, juega un papel importante en las mediciones de C_1 , N_2 , C_2 y C_3 . Adicionalmente, las sobrecargas en la columna y el detector, afectan significativamente la medición, dando origen a una respuesta no lineal y a bajos factores de respuesta en la concentración de la muestra de interés [5].

Los gases de referencia individuales cuya concentración de C_1 se encuentra dentro del $\pm 1\%$, en comparación a la muestra de ensayo, predicen una concentración dentro del $\pm 0,05\%$ del valor esperado en la regresión. Los estándares individuales cuya concentración de C_1 difiere en más de $\pm 1\%$ de la mezcla de ensayo, predicen valores entre $\pm 0,5\%$ a $\pm 2,0\%$ del valor de la regresión, presentando diferencias que se ubican fuera del intervalo de incertidumbre de la concentración prevista de $\pm 0,20\%$ [5].

La figura 3 presenta una interpretación gráfica de estos resultados. En ella se pueden observar dos gases de referencia (GR1 y GR2), ambos con una misma concentración de metano, sin embargo, uno de ellos (GR1) difiere en concentración con la muestra a analizar en $\pm 1\%$ molar y el otro (GR2) en $\pm 2\%$ molar. De acuerdo con Rhoderick, el GR1 predice una concentración dentro del $\pm 0,05\%$ molar del valor de la regresión, lo cual se exhibe en el diagrama de barras rojo. En cambio el GR2, como posee una concentración mayor a $\pm 1\%$ molar, predice valores de la regresión entre $\pm 0,5\%$ a $\pm 2,0\%$ molar, lo cual se muestra en el diagrama de barras azul.

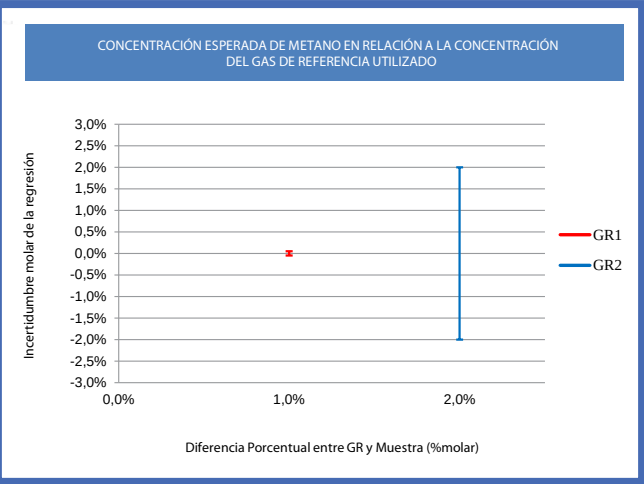


Figura 3. Relación de la concentración de metano esperada, según la concentración del gas de referencia utilizado. Adaptado de: G. Rhoderick (2003) [5].

Los anteriores resultados confirman que es imperativo caracterizar completamente el sistema cromatográfico, en un amplio intervalo de concentraciones, que permitan comprender completamente su funcionamiento antes de proceder a realizar un análisis [5]. La utilización de cromatógrafos con capacidad de realizar caracterizaciónestipomultinivel,permiteobtener resultados más confiables.

4. TIEMPO DE ANÁLISIS.

Uno de los parámetros relacionado con el tiempo de análisis, es la temperatura a la cual se ajusta el horno durante el proceso de separación cromatográfica. A pesar de que muchos de los sistemas cromatográficos portátiles, no cuentan con un sistema de calentamiento de columnas [16], en la actualidad se dispone de equipos que trabajan con temperaturas programadas, o con sistemas isotérmicos [17]. Debido a que el tiempo de retención de la muestra es una función de la temperatura, como regla general, el tiempo de retención se duplica por cada 30°C que disminuya la temperatura de programación de la columna [16].

En una aplicación puntual, se encuentra que para el análisis extendido, hasta el C_{15} , empleando un sistema isotérmico a 130°C , el tiempo de análisis es de 95 min; a diferencia de si se emplea un sistema de temperatura programada, el cual permite separar los mismos componentes en un tiempo de 20 min aproximadamente [17].

En relación a la norma ASTM D1945-03(10) [8], se encuentran tiempos de análisis de 20 min para la separación de componentes hasta el C_6 [8], y de 3 min para un análisis extendido desde C_5 hasta C_{15} siguiendo la norma ASTM D2887-08 [12]. La norma ISO 6974-3 [6], alcanza un tiempo de análisis de aproximadamente 45 min, para la separación entre C_1 y C_8 , incluyendo compuestos como N_2 , CO_2 , isómeros del C_6 , C_7 y C_8 respectivamente [6].

El tiempo de análisis obtenido por el método cromatográfico de la norma ASTM D1946-90(11) [9], para la cuantificación de H_2 , O_2 , N_2 , C_1 , CO_2 , C_2 y C_2H_4 , se encuentra cercano a 10 min.

Para muestras de gas natural con contenido de compuestos hidrocarbonados de hasta ocho átomos de carbono, la norma ISO 6974-6 [7], estima un tiempo de análisis aproximado de 32 minutos. El análisis comprendido entre iso-pentano y trimetilbenceno, se logra en un tiempo de

análisis cercano a 24 min según lo reportado en la norma GPA 2286-95 [13].

5. LÍMITE DE DETECCIÓN.

A pesar de que existen detectores con diferentes principios de funcionamiento, dos se presentan como los más comunes debido a que se utilizan en una larga serie de aplicaciones. Estos son el detector de conductividad térmica (TCD) y el detector de ionización de llama (FID). Su amplia utilidad se debe a la simplicidad, a la robustez y a la aceptable sensibilidad para la mayoría de análisis [5].

El detector TCD, es ideal para muchos análisis, debido a que es sensible a cualquier compuesto, cuya conductividad térmica sea diferente a la del gas de arrastre. El TCD cuenta típicamente con un rango lineal dinámico de 10.000:1, lo que le proporciona un intervalo de medida de 0,01% a 100% molar [11] (Ver figura 4).

El detector FID, utilizado para la determinación de los hidrocarburos livianos y pesados según los estándares GPA 2261-00 [10] y GPA 2286-95 [13], tiene una mayor sensibilidad que el detector TCD, con un rango dinámico lineal de 10.000.000:1 (Ver figura 4)., pero contrario al TCD, no responde a componentes no hidrocarbonados [11].

En la evaluación metrológica realizada por Rhoderick (2003), donde se utilizó una columna y un detector TCD para llevar a cabo el análisis cromatográfico, se concluyó que si se hubiera utilizado un detector FID en lugar de un TCD, la sensibilidad hacia los componentes menores hubiera aumentado, pero implicaría la saturación del detector FID por el metano, debido a que el FID tiene un límite de detección casi 100 veces menor que el TCD convencional. Este efecto también es evidenciado para el N_2 y C_2 . Por lo tanto, debe existir un balance entre el volumen de la muestra a analizar, el detector a emplear y el número de análisis que los metrólogos están dispuestos a aceptar, debido a las grandes diferencias presentadas entre las concentraciones de los componentes que conforman la mezcla del gas natural [5].

Actualmente existen detectores más sensibles que los tradicionales TCD y FID, capaces de detectar pequeños variaciones en la composición del gas natural [18]. La miniaturización de los sistemas cromatográficos, ha brindado muchas ventajas a la química analítica, dando como resultado la fabricación de detectores micro-

maquinados con límites de detección muy pequeños [19]. Giuseppe Etiope (1997) [20], realizó un análisis ambiental de CO_2 y componentes hidrocarbonados desde C_1 hasta C_6 por medio de un cromatógrafo de gases (micro-GC) equipado con un detector micro-TCD (micro-mecanizado). El micro-GC permitió separar los componentes anteriormente mencionados en 30 s, con un límite de cuantificación de 2,4 ppm/v. La sensibilidad reportada por este analizador fue de 0,5 ppm/v, con una reproducibilidad de 9,6% R.S.D (desviación estándar relativa) y una linealidad de 0,991, expresada como coeficiente de determinación r^2 para el metano [20].

Por otro lado, Wang Jian-Wei et al (2011) [21], desarrollaron y evaluaron un micro detector de ionización de llama (micro-FID), el cual posee mejores parámetros de desempeño comparado con un detector FID convencional. Este detector fue empleado en el análisis de cinco componentes fenólicos en muestras de agua, en donde el límite de detección de estos componentes estuvo en un intervalo de $2,1 \times 10^{-4}$ ppm a $2,44 \times 10^{-3}$ ppm, con un tiempo de análisis de 10 min [21]. Adicionalmente se observó una reducción aproximada del 70% en relación al consumo de los gases de suministro para sistemas que utilizan el detector FID convencional. Thurbide et al (2007), por su parte, construyeron un micro-FID con un límite de detección de 2×10^{-10} g/s [21].

6. REPETIBILIDAD.

La definición de repetibilidad según la norma ASTM D1945-03(10), es la diferencia entre resultados sucesivos, obtenidos por un mismo operador, con el mismo equipo, en condiciones de funcionamiento constante, y aplicado sobre

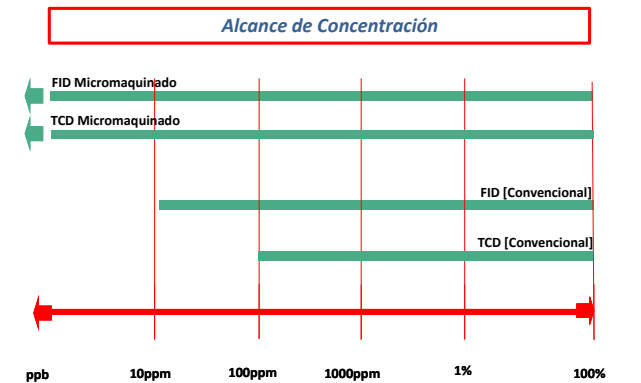


Figura 4. Intervalo de detección de detectores FID y TCD convencionales y micro-maquinados.

una matriz de prueba idéntica, mientras que la reproducibilidad se encuentra definida como la diferencia entre resultados sucesivos obtenidos por distintos operadores, en diferentes laboratorios, sobre una matriz de prueba idéntica [8].

Los límites de desempeño establecidos por las normas, varían en su definición y fueron especificados a partir de un análisis estadístico de los resultados obtenidos en pruebas inter-laboratorio. Es así como la norma ASTM D1945-03(10) [8], establece diferencias máximas permitidas por intervalo de concentración e independiente del componente, a diferencia de la GPA 2261-00 [10] que define los porcentajes de error relativo, dentro de un intervalo de concentración dado para componentes específicos [10].

Teniendo en cuenta que la precisión de los resultados, depende del método de análisis cromatográfico, en la figura 5 se presenta la repetibilidad específica para cada una de las normas referenciadas. La comparación se realizó a través de seis diferentes concentraciones en porcentaje molar, exhibiendo en la ordenada la desviación estandar por repetibilidad. La distinción realizada en las columnas del gráfico, representan las diferentes normas estandarizadas. Del gráfico se evidencia que la precisión requerida en los métodos de análisis de las normas ISO 6974-3(00) [6] e ISO 6974-6(02) [7], son más exigentes en todo el intervalo de concentraciones, respecto de los métodos reportados por las otras normas de referencia.

Sin embargo, al comparar solo estos dos métodos, la norma ISO 6974-6(02) [7] es más estricta en los límites especificados para la repetibilidad.

Para intervalos de concentración menores a 1% molar, la norma GPA 2261-00 (columna verde) presenta límites de especificación más estrictos, comparada con las normas ASTM D1945-03(10) [8] y ASTM D1946-90(11) [9]. Por el contrario a concentraciones superiores al 5% molar, la norma ASTM D1945-03(10) [8] (columna roja) es más exigente en la repetibilidad de los resultados, en comparación a las dos normas anteriormente mencionadas.

Los métodos para análisis extendido del gas natural, especificados en las normas ISO 6975-97 [14] y GPA 2286 [13] respectivamente, no definen la repetibilidad de los resultados; por tal motivo, se excluyen del análisis realizado en la figura 5. Por otro lado, los valores de repetibilidad obtenidos por medio del método de la norma ASTM D2887-08 [12] están relacionados con el punto de ebullición inicial y final de cada componente en el instante que son eludidos de la columna cromatográfica hacia el sistema de detección.

7. TIEMPO DE ESTABILIZACIÓN DEL ANALIZADOR.

Debido a que los equipos cromatográficos, actualmente, poseen sistemas de control que permiten configurar los parámetros de calefacción del horno, de los detectores y de los puertos de inyección

(figura 6), se requiere de un tiempo mínimo de estabilización, del sistema, para garantizar la obtención de mediciones confiables [15].

Una temperatura adecuada para el sistema de detección se encuentra estrechamente relacionada con la naturaleza de la muestra. Habitualmente, la temperatura del sistema de detección se encuentra entre 10°C a 15°C por encima de la temperatura de la columna de separación, con el objeto de proporcionar una sensibilidad adecuada y evitar el proceso de condensación de la muestra a la entrada del detector [22].

Como caso particular, al encender o cambiar la corriente de un detector de conductividad térmica (TCD), se genera un suceso de inestabilidad en el sistema de detección, el cual requiere de un tiempo mínimo de estabilización entre 8h y 0,25h. Mientras que en otras circunstancias, cuando los cromatógrafos de gases permanecen encendidos (sin programación de análisis de muestras), el tiempo de estabilización requerido puede oscilar entre 15 min y 1 min [23] [24] [25]. La estabilización de la temperatura asociada al loop de muestreo y a los puertos de inyección, permiten asegurar la reproducibilidad de los volúmenes de muestra inyectados al sistema de separación y análisis. Esta cantidad de muestra reproducible, permite asegurar una respuesta lineal del detector para todos los componentes presentes en la muestra [22].

8. CANTIDAD DE MUESTRA REQUERIDA EN EL SISTEMA CROMATOGRÁFICO.

La determinación de la composición del gas natural, utilizando sistemas reductores de presión como técnica de inyección de la muestra, se encuentra estrechamente relacionada con los parámetros de funcionamiento del equipo a utilizar. La selección de un sistema analítico multi-columnas, junto con la técnica de presión reducida, ha ofrecido a los analistas grandes resoluciones y reproducibilidades dentro de los límites definidos por la GPA 2261 [10]. Este grado de confiabilidad, ha sido demostrado por medio de resultados obtenidos en pruebas inter-laboratorios, en las cuales, el error del poder calorífico calculado a partir de la composición del gas, ha sido reducido a 0,1% y, de igual manera, se han obtenido factores de respuesta repetibles por debajo de 1% [22].

Los sistemas de entrada de la muestra, son fabricados en acero inoxidable, y muchos se encuentran equipados con un loop de muestreo

de 0,5 ml, pues algunos autores afirman que este tamaño de muestra es suficiente para garantizar una respuesta lineal del detector, para todos los componentes de la muestra [22]. Sin embargo, Rhoderick (2003) ratifica que un loop de muestreo de 0,5 ml genera un volumen muy grande de muestra, dando lugar a una sobrecarga para las columnas de separación. El uso de un conjunto de materiales de referencia para determinar el metano mediante técnicas de regresión de segundo orden, puede reducir este problema [5].

9. IMPACTO O ACELERACIÓN PERMITIDOS EN EL EQUIPO.

Un parámetro crítico al momento de transportar equipos en un vehículo u otro medio de transporte, es la vibración a la cual estará expuesto. Este parámetro, puede incidir en desajustes y afectación de las partes electromecánicas de los analizadores, dando origen al deterioro y obtención de mediciones erróneas al momento de realizar análisis.

La Directiva de Instrumentos de Medición 2004/22/EC (MID 2004/22/EC), establece los requerimientos que deben tener los equipos y sistemas de medición aplicados en diferentes áreas. Dentro de estos requerimientos se definen aquellos correspondientes al entorno mecánico en el cual debe estar concebido el instrumento, y de esta forma se clasifican en las clases M1 a M3 que están definidas por la severidad de las vibraciones e impactos mecánicos.

Sin embargo, estas consideraciones no definen un valor específico de los límites máximos de la amplitud y frecuencia. Por tal motivo, existen organismos que establecen recomendacio-

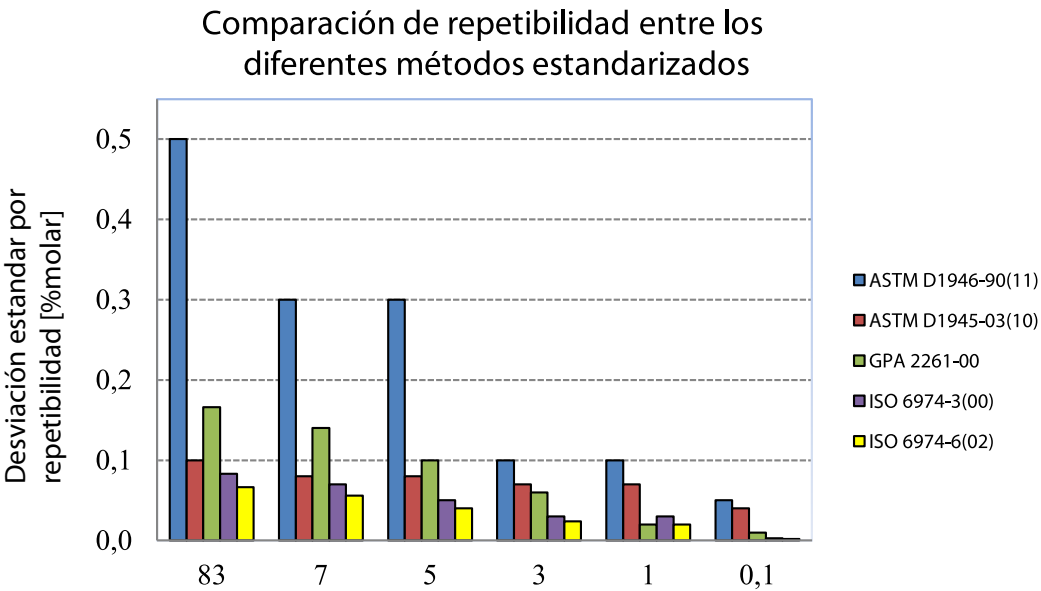


Figura 5. Repetibilidad de los diferentes Métodos Cromatográficos para el Análisis de Gas Natural.



Figura 6. Sistema de Configuración y Control de Equipos Cromatográficos.

nes operativas, a través de pruebas de entorno (climáticas, mecánicas, electromagnéticas, etc) para dispositivos o instrumentos electrónicos, como es el caso del Organismo Internacional de Metrología Legal (OIML). Para llevar a cabo estas pruebas, se siguen múltiples estándares definidos por la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) que determinan los procedimientos que se deben realizar para evaluar el efecto sobre los instrumentos. En este caso, se deben tener en cuenta los estándares IEC 60068-2-27 que define el procedimiento de prueba para efectos de impacto [26][27].

No obstante, debido a que en la práctica, los fabricantes no realizan pruebas relacionadas con el límite máximo de vibración permitido a los equipos de medición cromatográfica, se deben definir como punto de referencia los límites de impacto y vibraciones de equipos electrónicos semejantes, para implementar dispositivos que permitan la atenuación de los niveles de vibración e impacto a que pudiera ser sometido el cromatógrafo.

10. CLASIFICACIÓN DE SEGURIDAD.

De acuerdo a la estructura eléctrica y electrónica de los sistemas cromatográficos, debe asegurarse que el área de clasificación de estos componentes sea la adecuada para su seguro y correcto funcionamiento. Por lo general, el compartimiento eléctrico de los cromatógrafos de gases, está compuesto por el controlador de temperatura, los amplificadores del detector y las válvulas solenoide que permiten introducir y direccionar la muestra a través de las diferentes columnas [15]. El código nacional eléctrico (ANSI/NFPA 70) artículo 501, requiere que la temperatura del horno no exceda el 80% de la temperatura de ignición de los componentes presentes en la muestra de gas [15].

Una consideración especial de seguridad son las aplicaciones con detectores de ionización de llama - FID, el cual no debe utilizarse en áreas clasificadas, salvo que el instrumento haya sido calificado como intrínsecamente seguro [16]. En el caso de los detectores TCD, el uso de altas corrientes eléctricas para su funcionamiento, puede aumentar la sensibilidad del mismo, pero también incrementa la relación señal-ruido y disminuye el tiempo de vida de los filamentos del detector [28].

El equipo se debe seleccionar para que cumpla con las regulaciones de seguridad

eléctrica dictadas, normalmente, por los Códigos Eléctricos Nacionales que rigen en cada país, o en su defecto se puede tomar como referencia el Código Eléctrico Nacional de los Estados Unidos (NEC). Según el código de clasificación de áreas, normalmente los equipos vienen certificados como Clase 1, División 1, grupo B, C y D [28].

11. CONCLUSIONES.

La cromatografía de gases es uno de los métodos de separación más utilizado para determinar la composición química del gas natural. Por medio de la concentración obtenida, es posible calcular el poder calorífico del gas, el cual es un parámetro clave en el mercado de dicho energético. Debido a esto, adquirir un cromatógrafo que cumpla con los parámetros de desempeño, funcionalidad y seguridad, es de vital importancia para garantizar resultados confiables y reproducibles durante la realización del análisis cromatográfico.

Comparando los cromatógrafos de gases disponibles en el mercado, se aprecia que la mayoría de ellos cuentan con métodos de análisis estandarizados bajos normas de referencia ISO, ASTM y GPA. Estos cromatógrafos poseen detectores TCD como sistema de detección, en donde el límite de cuantificación, se encuentra en 0,0001% molar. Estos cromatógrafos incorporan una tecnología micro-maquinada, la cual le confiere mejoras en sus parámetros de desempeño y funcionalidad, tales como el tiempo de análisis, repetibilidad y límite de detección. Debido a esto, estos cromatógrafos poseen el menor tiempo de análisis y la mejor repetibilidad, comparados con las demás opciones tecnológicas.

Al momento de caracterizar un cromatógrafo, es imperativo realizarlo en un amplio intervalo de concentraciones (caracterización multinivel), que permitan comprender su funcionamiento antes de proceder a realizar un análisis. Los cromatógrafos que incorporan esta funcionalidad tienen ciertas ventajas, en comparación a los demás cromatógrafos que realizan caracterizaciones con un solo material de referencia certificado (MRC).

Un parámetro crítico, a considerar, en el caso de los cromatógrafos que son movilizadores asiduamente, es la capacidad de soportar vibraciones e impactos que puedan perjudicar sus componentes internos. Sin embargo, en la práctica los fabricantes no realizan pruebas relacionadas con el límite máximo de vibración permitido en los equipos, y debido a esto, no se cuentan con

datos que certifiquen el buen funcionamiento del equipo bajo condiciones de vibración. No obstante, existen ciertos estándares como el IEC 60068-2-27, que establecen un procedimiento para evaluar el efecto de los impactos sobre los equipos electrónicos. Con base en la información provista para equipos electrónicos similares a los cromatógrafos portátiles, es posible establecer los límites máximos de vibración permisible para diseñar o especificar los dispositivos de soporte o sujeción, que permitan la atenuación de los niveles de vibración e impacto, a que pudiera ser sometido un cromatógrafo.

12. REFERENCIAS

- [1] B. D. Škrbić y M. J. Zlatković, Simple Method for the Rapid Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography, Chromatographia, Vol. 17, No. 1, P. 44-46, Ene. 1983.
- [2] Bureau International des Poids et Mesures (BIPM), Vocabulario Internacional de Metrología - Conceptos fundamentales y generales, y Términos Asociados (VIM). 2008.
- [3] International Organization for Standardization, ISO 6568:1981 - Natural Gas - Simple Analysis by Gas Chromatography.
- [4] International Organization for Standardization, ISO 6569:1981 - Natural Gas - Rapid Analysis by Gas Chromatography.
- [5] G. Rhoderick, Analysis of Natural Gas: The Necessity of Multiple Standards for Calibration, Journal of Chromatography A, Vol. 1017, No. 1-2, P. 131-139, Oct. 2003.
- [6] International Organization for Standardization, ISO 6974-3:2000 - Natural Gas - Determination of Composition with Defined Uncertainty by Gas Chromatography - Part 3: Determination of Hydrogen, Helium, Oxygen, Nitrogen, Carbon Dioxide and Hydrocarbons up to C8 Using Two Packed Columns, Vol. First Edition, P. 23, Abr. 2000.
- [7] International Organization for Standardization, ISO 6974-6:2002 - Natural Gas - Determination of Composition with Defined Uncertainty by Gas Chromatography - Part 6: Determination of Hydrogen, Helium, Oxygen, Nitrogen, Carbon Dioxide and C1 to C8 Hydrocarbons Using Three Capillary Columns, Vol. First Edition, P. 30, Oct. 2002.
- [8] ASTM Standard D1945, 2003 (2010). Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography, ASTM International, Vol. 05.06, P. 17, Mar. 2010.
- [9] ASTM Standard D1946, 1990 (2011) Standard Practice for Analysis of Reformed Gas by Gas Chromatography, ASTM International, Vol. 05.06, P. 5, Jun. 2006.
- [10] GPA 2261-00 - Analysis for Natural Gas and Similar Gaseous Mixtures by Gas Chromatography, 15-Jun-2011.
- [11] Landes, Joseph E., BTU Analysis Using a Gas Chromatograph., Sampling & Chromatography Topics - On Line Library, 16-Jun-2011.

[12] ASTM Standard D2887, Standard Test Method for Boiling Range Distribution of Petroleum Fractions by Gas Chromatography, ASTM International, Vol. 05.01, P. 20, Ene. 2008.

[13] GPA 2286-95 - Tentative Method of Extended Analysis for Natural Gas and Similar Gaseous Mixtures by Temperature Programmed Gas Chromatography.

[14] ISO 6975:1997 - Natural gas - Extended Analysis - Gas-Chromatographic Method.

[15] American Petroleum Institute, Process Analyzers. API Recommended Practice 555. Second edition. November 2001 ANSI/API RP 555-2001, P. 246, 2001.

[16] J. C. Posner, «Portable Gas Chromatography. Manual of Analytical Methods». NIOSH, 15-Ene-1998.

[17] K. Rojas Urias, Experimental Studies in Temperature Programmed Gas Chromatography, Master of Science in Chemistry, Virginia Polytechnic Institute, State University, Blacksburg, VA, 2002.

[18] S. Udina, M. Carmona, G. Carles, J. Santander, L. Fonseca, y S. Marco, A Micromachined Thermoelectric Sensor for Natural Gas Analysis: Thermal Model and Experimental Results, Sensors and Actuators B: Chemical, Vol. 134, No. 2, P. 551-558, Sep. 2008.

[19] S.-I. Ohira y K. Toda, Micro Gas Analyzers for Environmental and Medical Applications, Analytica Chimica Acta, Vol. 619, No. 2, P. 143-156, Jul. 2008.

[20] E. Giuseppe, Evaluation of a Micro Gas Chromatographic Technique for Environmental Analyses of CO₂ and C₁-C₆ Alkanes, Journal of Chromatography A, Vol. 775, No. 1-2, P. 243-249, Jul. 1997.

[21] J.-W. Wang, H. Peng, C.-F. Duan, y Y.-F. Guan, Development of Micro-Flame Ionization Detector for Portable Gas Chromatograph, Chinese Journal of Analytical Chemistry, Vol. 39, No. 3, P. 439-442, Mar. 2011.

[22] A. Attari y D. Klass, Natural Gas Energy Measurement. London : Spon Press, 1987.

[23] ABB Inc. y Totalflow products, Cromatógrafo NGC8206 Manual del usuario. ABB Inc, 2010.

[24] Varian, Inc. y Agilent Technologies, 490-GC PRO Micro-GC User Manual. Varian, Inc., Dic-2010.

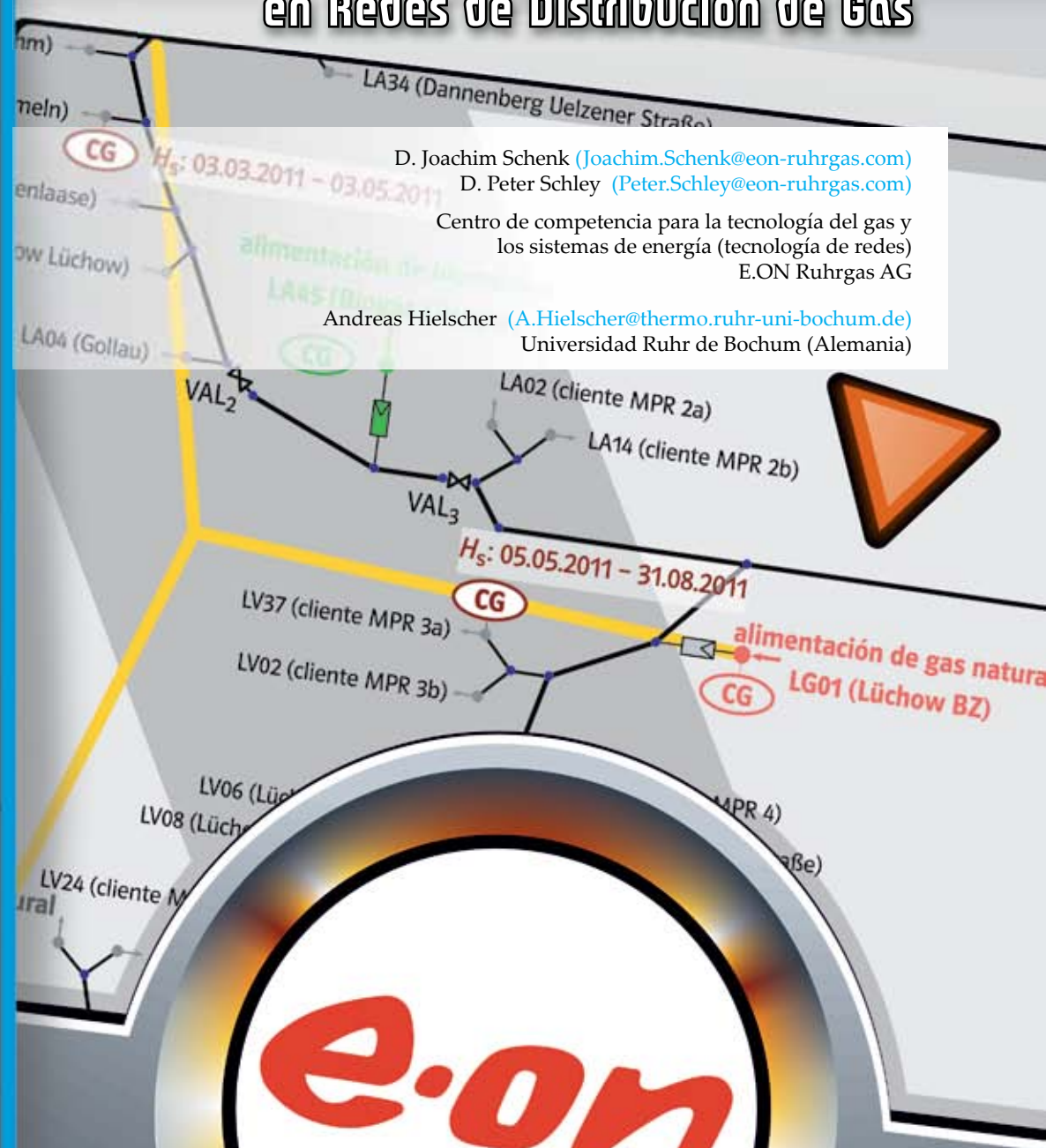
[25] Daniel Measurement and Control, Inc. y Emerson Process Management, Daniel Model 575 Portable BTU Analyzer, Data Sheet. 2006.

[26] European Union, Directive 2004/22/EC of European Parliament and of the Council. 31-Mar-2004.

[27] IEC 60068-2-27:1987 International Standard. Basic environmental testing procedures - Part 2: Test - Test Ea and guidance: Shock, Third edition.

[28] Empresa Colombiana de Petróleos - ECOPETROL, Manual de Procedimientos de Muestreo, Análisis y Cálculos de Propiedades del Gas Natural.

Un nuevo método para el Monitoreo del Poder Calorífico en Redes de Distribución de Gas



D. Joachim Schenk (Joachim.Schenk@eon-ruhrgas.com)
D. Peter Schley (Peter.Schley@eon-ruhrgas.com)

Centro de competencia para la tecnología del gas y los sistemas de energía (tecnología de redes)
E.ON Ruhrgas AG

Andreas Hielscher (A.Hielscher@thermo.ruhr-uni-bochum.de)
Universidad Ruhr de Bochum (Alemania)

Resumen:

En este artículo se muestra un nuevo método para el monitoreo del poder calorífico en redes regionales y de distribución de gas. El método utiliza perfiles estándar de carga (consumo) combinados con un moderno algoritmo de corrección para determinar volúmenes en los puntos de salida de la red. Utilizando información de entrada adicional, es posible determinar un poder calorífico para cada nodo de la red, deducido a partir del poder calorífico medido y verificado en los puntos de entrada. Con base en este método, en el futuro será posible facturar de forma rentable a los clientes que reciban gas proveniente de varios puntos de alimentación de gas natural o biometano en las áreas de distribución. De esta forma se consigue evitar el costoso condicionamiento de la alimentación por biometano y la explotación de las plantas de biogás resulta más económica.

1. INTRODUCCIÓN

Debido a la integración de los mercados nacionales en un mercado europeo del gas y al aumento en la importación de gas natural licuado (GNL), que se transporta por barco a Europa, se vienen observando desde hace unos años fluctuaciones cada vez mayores en la composición del gas y, con ello, del poder calorífico del gas natural transportado.

A esto se añade el aumento de la producción de biogás, con el que se alimentan por lo general redes regionales o de distribución y que, en la actualidad, está condicionado al poder calorífico predominante de la red. En las áreas de gas de alto poder calorífico, esto se lleva a cabo hoy en día mezclando con gas licuado.

La determinación del poder calorífico en las redes regionales o de distribución se basa, por lo general, en los valores registrados que el proveedor pone a disposición para los puntos de entrada. La hoja de trabajo G685 [1] de la asociación alemana del sector del gas y el agua (DVGW) establece que el poder calorífico empleado en la facturación del cliente no podrá diferir en más de un 2% del poder calorífico real. En el caso de puntos de entrada múltiples, con gases naturales de diferente calidad, este requisito se considerará superado cuando, durante el periodo de facturación, los promedios del poder calorífico ponderados por unidad de volumen no difieren en más de un 2% con respecto al poder calorífico real.

Desde hace ya algunos años han comenzado a establecerse los llamados sistemas de reconstrucción del poder calorífico para las redes de transporte, los cuales forman, hoy en día, parte del estado de la técnica [2]. Estos sistemas permiten determinar numéricamente el poder calorífico en toda la red en cualquier momento y lugar, lo que requiere valores registrados y verificados del poder calorífico asociado a los puntos de entrada, así como de los respectivos volúmenes tanto en los puntos de entrada como de salida de la red. Hasta la fecha no era posible realizar un seguimiento del poder calorífico de las redes de distribución mediante cálculo con una exactitud suficiente como para realizar la facturación del gas. El problema es que, en especial en los puntos de salida, a menudo no existen mediciones suficientes de los volúmenes.

Se presenta un método nuevo que, con un algoritmo innovador, permite determinar los volúmenes de salida con base en los perfiles estándar de carga, partiendo de los datos de consumo específicos del cliente en un periodo de facturación pasado, así como la temperatura ambiente, el volumen de entrada medido y la presión de entrada actuales.

En el apartado a continuación se presenta un método nuevo que, con un algoritmo innovador, permite determinar los volúmenes de salida con base en los perfiles estándar de carga, partiendo de los datos de consumo específicos del cliente en un periodo de facturación pasado, así como la temperatura ambiente, el volumen de entrada medido y la presión de entrada actuales. Más adelante, en el apartado 2, se describe brevemente el experimento de campo llevado a cabo, se explica la interpretación empleada y se presentan los resultados del experimento de campo en dos periodos (invierno y verano). También se aborda el resumen de los resultados por medio de un informe de facturación generado de forma automática y, finalmente, se presentan un resumen y una perspectiva.

2. PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN

En el apartado siguiente se presenta el método desarrollado para calcular el poder calorífico en redes de distribución de gas con el objeto de realizar la facturación a los clientes finales.

2.1. Determinación de los volúmenes de salida.

Para realizar el seguimiento del poder calorífico en una red regional mediante cálculo (ver Figura 1), son necesarios, además de los valores del poder calorífico en el momento del ingreso del gas a

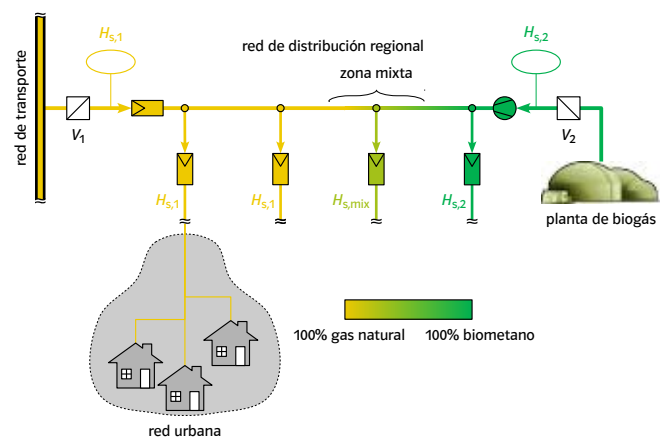


Figura 1. Representación simplificada de una infraestructura con entradas de gas natural y biometano en una red regional con redes locales secundarias.

la red, los volúmenes asociados a los puntos de entrada y de salida de la red examinada. Por lo general, para los valores de poder calorífico y volúmenes asociados a los puntos de entrada existen valores registrados y verificados con base en los promedios horarios. Los volúmenes de salida, que generalmente no se miden de forma directa, resultan de la suma de todos los clientes finales en la red urbana secundaria. Aquí se distingue entre:

- Consumidores con registros de medición de consumo, llamados clientes RMC, y
- Consumidores cuyo consumo energético se calcula por medio de perfiles estándar de carga, los cuales se denominan clientes PEC.

Los registros de medición de consumo se aplican, por lo general, a usuarios con una demanda horaria superior a 500 kW o una compra anual de 1,5 millones de kWh. Para las adquisiciones de menor volumen se emplean métodos simplificados, los llamados perfiles estándar de carga, desarrollados en la Universidad Técnica de Múnich [3] por encargo de la Asociación Alemana del Sector del Gas y el Agua (SVDW) y la Asociación de Empresas Municipales (VKU).

El consumo relativo en función de la temperatura media ponderada diaria se representa aquí a través de la función sigmoide $h(\vartheta)$:

$$h(\vartheta) = \frac{A}{1 + \left(\frac{B}{\vartheta - 40^{\circ}\text{C}}\right)^C} + D \tag{1}$$

Los parámetros A, B, C y D se han fijado para perfiles de carga distintos (por ejemplo, casa unifamiliar, casas de vecindad, colectividades territoriales, comercio al por menor).

Adicionalmente, conocer la lectura de un cliente en el pasado, para un intervalo de tiempo dado, denominado consumo en periodo Q, permite calcular un valor para el cliente «KW» (en kWh), que expresa el consumo específico estándar del cliente. Por último, conocer la temperatura permite estimar el consumo energético (en kW) por hora previsto para el cliente de la siguiente manera:

$$Q_{\text{PEC}}(h) = KW \cdot h(\vartheta) \cdot F(d) \cdot FH(h, \vartheta). \tag{2}$$

Así, $F(d)$ será el factor para el día de la semana y $FH(h, \vartheta)$ el factor para la hora. La conversión del consumo energético a volumen de gas se lleva a cabo a través del poder calorífico H_s , con base en el volumen:

$$V_{\text{PEC}}(h) = \frac{Q_{\text{PEC}}(h)}{H_s}. \tag{3}$$

El uso de perfiles estándar de carga en la simulación de la red de gas resulta, en este sentido, apropiado porque con ello se evita tener que equipar las infraestructuras de medición, situación que implica costes considerables. Sin embargo, la exactitud de los volúmenes determinados por medio de los perfiles estándar de carga no alcanza la calidad requerida para realizar el seguimiento del poder calorífico de manera que sea posible su aplicación a la facturación. Por ese motivo se ha desarrollado el método de corrección descrito a continuación, con base en el cual es posible mejorar significativamente la exactitud de los volúmenes calculados.

En primer lugar, se parte de la suposición de que la medición de los volúmenes estándar en todos los puntos de entrada de la red examinada se realiza de manera horaria y, con ello, que la suma del volumen de entrada se conoce con exactitud.

$$V_E(h) = \sum_i V_{E,i}(h) \tag{4}$$

El volumen de salida se obtiene de la suma de los volúmenes medidos de los clientes RMC y de los volúmenes de los clientes PEC, determinados a través de la ecuación (3).

$$V_S(h) = V_{S,\text{RMC}}(h) + V_{S,\text{PEC}}(h) = \sum_i V_{S,\text{RMC},i}(h) + \sum_i V_{S,\text{PEC},i}(h) \tag{5}$$

Puesto que en las redes de gas a veces se producen fluctuaciones de la presión, el cambio transitorio del volumen de gas contenido en la red (empaquetamiento), se determina por medio de la siguiente ecuación:

$$\Delta V_{\text{red}}(h) = V_{\text{red}}(h) - V_{\text{red}}(h-1) = \frac{p(h) - p(h-1)}{\rho_n} \cdot \frac{T_n}{T} \cdot V_{\text{geo}} \tag{6}$$

Es posible determinar la presión media de la red a través de mediciones de la presión en puntos representativos a lo largo de la misma. Se puede aceptar, de forma simplificada, que la temperatura del gas se mantiene constante (por ej. 8 °C).

Teniendo en consideración el empaquetamiento de la red y suponiendo que la densidad del gas en la red o segmento de red examinado es constante, se puede calcular el balance de gas:

$$\Delta V_{\text{balance}}(h) = V_E(h) - V_S(h) - \Delta V_{\text{red}}(h) \tag{7}$$

La contribución de la incertidumbre del empaquetamiento de la red y de los volúmenes V_E y $V_{S,\text{RMC}}$ medidos es, en comparación, insignificante, por lo que las desviaciones del balance se deben principalmente a inexactitudes en el cálculo de los volúmenes de los clientes PEC. Por consiguiente, es posible emplear la diferencia de volumen calculada por la ecuación (7) para corregir los volúmenes de los clientes PEC de manera proporcional al consumo.

$$\hat{V}_{S,\text{PEC},i}(h) = \left(1 + \frac{\Delta V_{\text{balance}}(h)}{\sum_i V_{S,\text{SLP},i}(h)}\right) \cdot V_{S,\text{SLP},i}(h) \tag{8}$$

Por último, el volumen total en un punto de salida corresponde a la suma de los volúmenes tomados por los consumidores aguas abajo de ese nodo.

2.2 Seguimiento del Poder Calorífico

El método descrito en el apartado anterior, para determinar los volúmenes de salida, es una condición previa fundamental para calcular los flujos de gas en una red, en particular, las velocidades del flujo de gas, y de esta forma simular la distribución del poder calorífico del gas. La información de entrada mostrada en la Tabla 1 es necesaria para poder determinar con exactitud la distribución temporal y espacial del poder calorífico, análogamente a los sistemas de reconstrucción de poder calorífico que existen en la actualidad.

Para implementar este método, se desarrolló en E.ON Ruhrgas un software basado en MATLAB [4]. El software de simulación SIMONE [5], sirve para determinar la velocidad del flujo de gas en todos los nodos de red y se emplea en la actualidad para realizar cálculos hidráulicos. Los dos software se enlazan entre sí. La evaluación de los perfiles estándar de carga, la entrada y salida de datos, así como la visualización de los resultados se llevan a cabo con la herramienta de software basada en MATLAB. Como resultado del cálculo se determinan los valores promedios horarios del poder calorífico en todos los nodos de la red.

Información de entrada para el monitoreo del poder calorífico	Origen de los datos
Valores del poder calorífico en los puntos de entrada	Valores registrados (verificados)
Volúmenes estándar en los puntos de entrada	Valores registrados (verificados)
Volúmenes estándar en los puntos de salida	Valores registrados (clientes RMC) y datos PEC corregidos mediante balance del volumen
Presión de la línea	Valores registrados en puntos representativos
Datos topológicos (tales como longitudes, diámetro de las líneas y rugosidad de las tuberías)	Datos obtenidos del operador de la red

Tabla 1. Información de entrada necesaria para el Monitoreo del Poder Calorífico.

3. VALIDACIÓN DEL MÉTODO MEDIANTE EXPERIMENTACIÓN DE CAMPO Y PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

Con el objetivo de validar el método descrito en el segundo apartado, se llevó a cabo un experimento de campo en una subred de gas de alto poder calorífico de E.ON Avacon AG durante el periodo comprendido entre el 15 de diciembre de 2010 y el 31 de agosto de 2011. Durante el periodo observado se dieron diversas condiciones de flujo, condicionadas por la estación del año y la operación de las válvulas. Para llevar a cabo la validación, el poder calorífico se midió en distintos puntos de salida con ayuda de un cromatógrafo de gases (CG) móvil de la empresa Open Grid Europe.

3.1 Topología

La topología de la subred analizada se muestra en la Figura 2. La red consta de 40 puntos de salida (cuyas redes locales son secundarias), tres puntos de entrada de gas natural (LA24, LG01

y LV40) y una entrada de biometano (LA45). Cuatro válvulas (VAL₁-VAL₄) sirven para controlar la red. Los tres puntos de entrada de gas natural provienen todos de un gasoducto común, que también aparece esquematizado en la Figura 2.

Por medio de un CG se midió el poder calorífico del biometano condicionado en el punto de alimentación LA45; otro CG se empleó para medir el poder calorífico del gas natural en el punto de entrada de Lüchow (LG01). Puesto que el abastecimiento de los tres puntos de entrada de gas natural se realiza por medio de un mismo gasoducto, también se tomó la medición del CG en LG01 como base para los puntos de entrada LA24 y LV40. Debido a que la velocidad del flujo de gas es baja en el gasoducto y las diferencias resultantes en el tiempo de tránsito, los valores del poder calorífico en los puntos de entrada no coinciden con respecto al tiempo. Por lo tanto se incluyeron los tramos de línea relevantes de la red de transporte en la simulación. Las mediciones del CG en Lüchow (LG01) se tuvieron en cuenta para el cálculo de los retrasos temporales en los puntos de entrada LA24 y LV40.

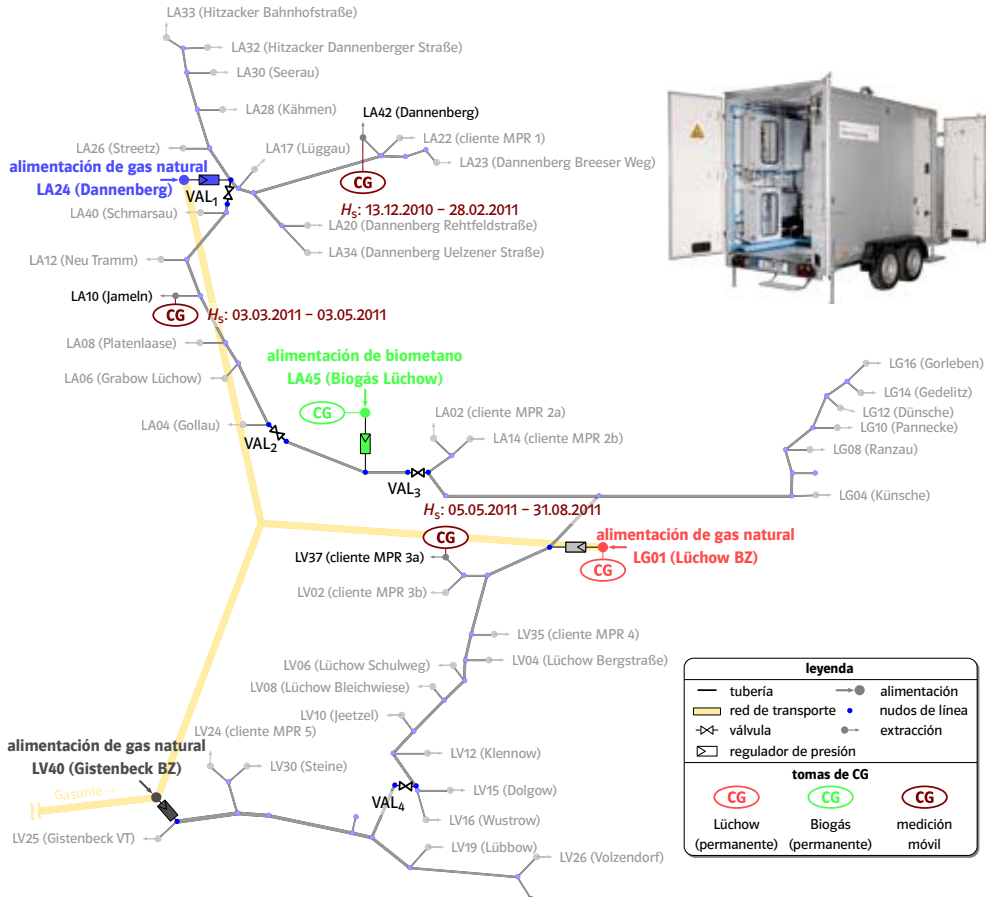


Figura 2. Representación esquemática de la topología «Lüchow-Dannenberg», una subred de gas de alto poder calorífico de E.ON Avacon con 40 puntos de salida, así como del transcurso del gasoducto situado delante. Se han destacado de forma adicional los tres puntos de alimentación por gas natural (LA24, LG01 y LV40), la alimentación por biometano (LA45), así como el lugar y, dado el caso, el periodo de las mediciones con CG (móvil).

En la Figura 2 se muestran los periodos en los cuales el CG móvil estuvo instalado en los puntos de salida LA42, LA10 y LV37. La selección de la localización estuvo sujeta a las condiciones de flujo y las mezclas de gas esperadas, así como a razones prácticas, ya que existen circunstancias que limitan la ubicación del CG móvil (conexiones de gas y electricidad, espacio disponible, etc.) Las mediciones en los puntos de entrada LG01 y LA24, así como las mediciones móviles se llevan a cabo con equipos verificados y confiables.

3.2 Presentación de los resultados

A continuación se presentarán los resultados de las mediciones y un ejemplo de cálculo para dos periodos de tiempo (invierno y verano) con distintas condiciones de flujo en dos puntos de salida (LA42 y LV37). En [6] se puede encontrar una descripción más detallada de los resultados.

A fin de ilustrar la situación de flujo predominante, se ha superpuesto cada tubería de la topografía con una «envolvente», tal y como se ilustra en la Figura 3 para un sector de la topología. La anchura de la envolvente corresponde al flujo

medio de gas a través de la tubería para el periodo analizado. Se asignó a cada punto de entrada un color para visualizar la mezcla de los gases y los respectivos cambios en el poder calorífico (ver Figuras 2 y 3). El grado de mezcla de los distintos gases se representa por medio de mezclas de colores y la coloración de las envolventes de las tuberías.

En la Figura 4 se muestra la evolución en el tiempo del poder calorífico (parte superior izquierda), así como la proporción de los gases inyectados en cada punto de entrada y sus tiempos de tránsito (parte inferior izquierda).

La condición de flujo predominante se ha muestra en la parte derecha de la figura para cada caso. De forma adicional se indica la temperatura media diaria [7] para cada periodo. Junto al poder calorífico medido (—) y calculado (—) en el punto de salida correspondiente, se muestran los valores del poder calorífico en los puntos de entrada LG01 (—), LA24 (—) y LA45 (—). Para propósitos ilustrativos, se ha representado con una banda (—) el «límite del 2 por ciento», es

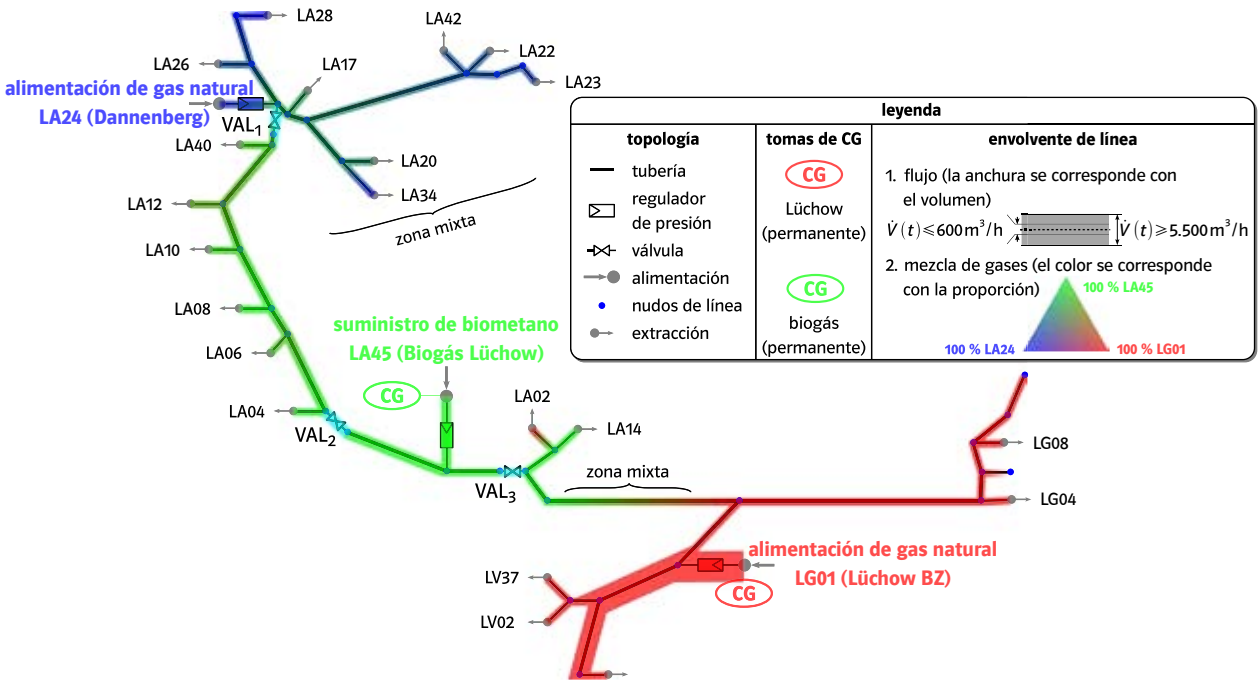


Figura 3. Con objeto de ilustrar las situaciones de flujo predominantes correspondientes, se han superpuesto las tuberías de la topología con una envolvente. La anchura de las envolventes corresponde al flujo promedio de la tubería. Además, se ha asignado un color unívoco a cada punto de alimentación. La mezcla cromática en los puntos de alimentación sirve para ilustrar la ubicación y el grado de la mezcla del gas.

decir, la desviación máxima permitida del poder calorífico medido.

Como se explicó inicialmente, los valores del poder calorífico en los puntos de salida se asignan con respecto al poder calorífico del gas que ingresa a la red sobre una base horaria. En la figura también se muestran las fracciones calculadas para cada valor horario, así como el tiempo de tránsito correspondiente al gas inyectado. Debido a que, dependiendo de la condición de flujo, el gas entregado en un instante determinado ha sido inyectado en diferentes momentos en el punto de entrada, los tiempos de tránsito se muestran como bandas limitadas por tiempos de tránsito mínimo y máximo (—, — y —).

Con el objeto de comprobar la eficacia del método presentado, se redujo la cantidad de propano mezclada en el biogás durante cada uno de los periodos observados, de manera que se ajustara un poder calorífico de 10,9 kWh/m³.

3.2.1 Situación de flujo 1 (Medición en LA42)

La situación de flujo mostrada en la parte superior derecha de la Figura 4 tuvo lugar durante el primer periodo (14/01/2011 - 23/01/2011, Ver la mitad superior de la Figura 4). Al punto de entrada de Lüchow (LG01) ingresan aproximadamente 5500 m³/h de gas natural; al mismo tiempo se suministran 600 m³/h de biometano a la red.

Debido a la alta demanda (temperatura promedio diaria baja), el gas suministrado en Lüchow alcanza a llegar hasta el punto de medición, donde se mezcla con el biometano en la zona de la planta de biogás. De esta manera al CG móvil en el punto de salida LA42 llega una mezcla de gas natural y biometano. Tal y como se muestra en la parte superior izquierda del diagrama de la figura 4, por medio de la coloración de la envolvente de las tuberías, la mezcla en el punto de salida LA42 contiene aprox. 30% de biometano y 70% de gas natural, que se suministró en su mayor parte en el punto de alimentación LG01.

La proporción inferior de biometano el día 24 de enero de 2011 se asocia a la llegada de una ola de frío: este aumento en la demanda de gas natural se cubrió mediante el abastecimiento a partir del punto de alimentación LA24, razón por la cual al punto de salida LA42 llegó una mayor cantidad de gas natural. Así mismo, el biometano inyectado fue consumido en su mayor parte en la sección aguas abajo de la medición. El poder calorífico medido muestra claramente una disminución y las fluctuaciones aumentan durante el periodo en el que se empleó una mezcla con menor cantidad de propano (17/01/2011 - 22/01/2011). Se puede observar que los cálculos obedecen muy bien a las fluctuaciones medidas del poder calorífico y que permanecen durante todo el periodo dentro del límite del 2%.

El poder calorífico medido muestra claramente una disminución y las fluctuaciones aumentan durante el periodo en el que se empleó una mezcla con menor cantidad de propano (17/01/2011 - 22/01/2011). Se puede observar que los cálculos obedecen muy bien a las fluctuaciones medidas del poder calorífico y que permanecen durante todo el periodo dentro del límite del 2%.

Ni el poder calorífico medido, ni el calculado se ven afectados por la mezcla con una menor cantidad de propano entre el 18 y el 25 de julio de 2011. Esto también es una indicación de que el punto de salida LV37 únicamente se abastece de gas natural a través de LG01.

3.3 Resumen de los resultados

En la Tabla 2 se comparan los valores del poder calorífico calculados y los medidos con base en los promedios mensuales. Los valores de promedio mensual se obtienen a partir de los valores promedio horarios ponderados por unidad de volumen (Ver numeral 3.4).

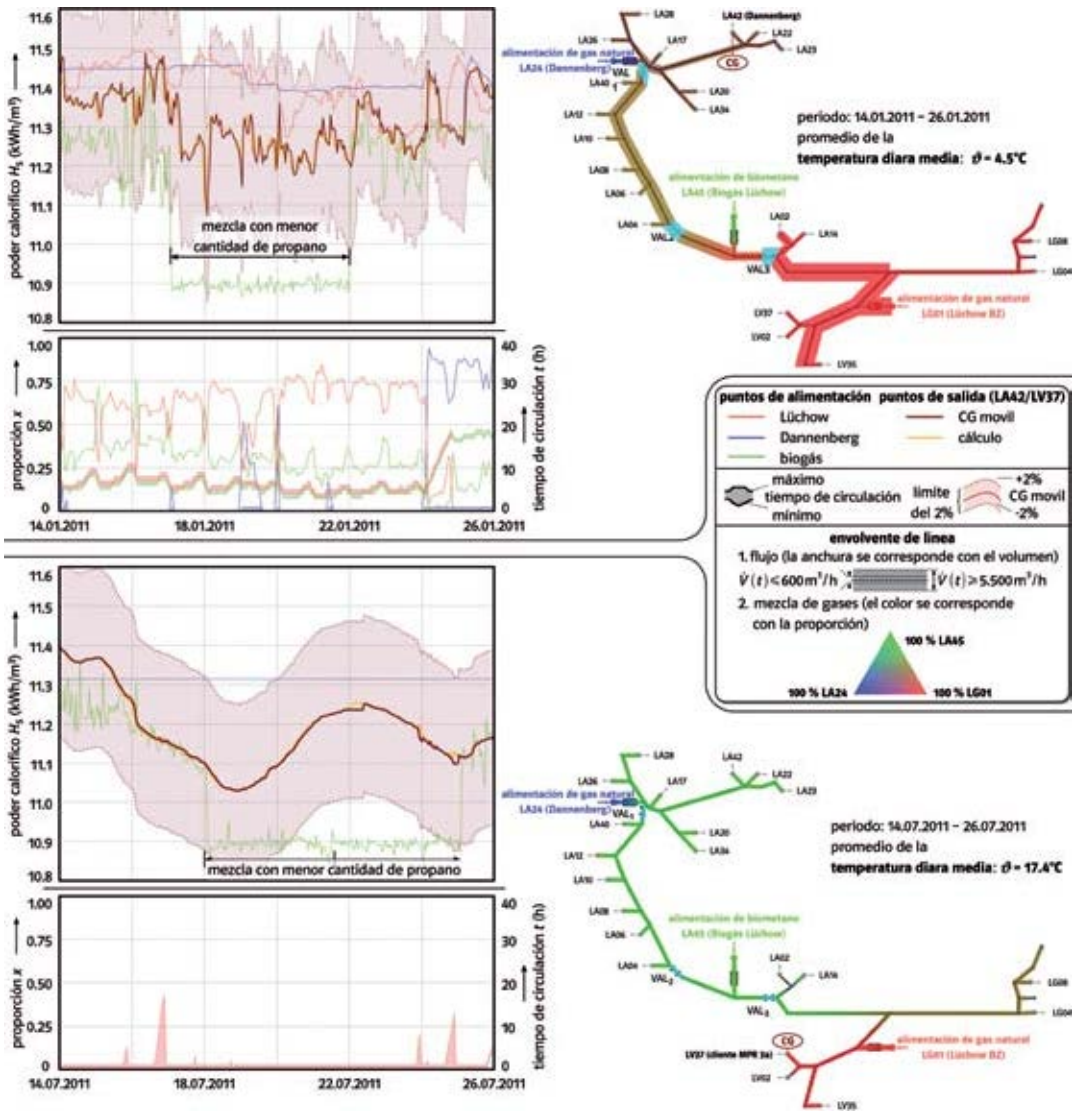


Figura 4. Comparación de los valores del poder calorífico medidos y calculados en el experimento de campo para el punto de salida LA42 en el periodo comprendido entre el 14 y el 26 enero de 2011 (arriba) y para el punto de salida LV37 en el periodo comprendido entre el 14 y el 26 de julio de 2011 (abajo). Se ha ilustrado en la parte derecha la situación de flujo predominante respectiva en relación con la topología.

3.2.2 Situación de flujo 2 (Medición en LV37)

Durante el segundo periodo descrito (14/07/2011 - 25/07/2011, ver la mitad inferior de la Figura 4), el poder calorífico se midió en el punto de salida LV37. De la condición de flujo (ver la parte inferior derecha de la Figura 4) se deduce que -comparativamente- fueron suministrados menores volúmenes de gas en la red. El volumen de gas natural inyectado corresponde aproximadamente con la cantidad de biometano inyectado, el cual fue de aproximadamente 600 m³/h.

Además, no todo el biometano permaneció en el segmento norte de la red; una parte de éste se dirigió al segmento sur de la red hacia el punto de entrada Lüchow (LG01), aspecto que se puede reconocer mediante el color de las envolventes. Sin embargo, los cálculos muestran, que en este periodo no llegó biometano al punto de salida LV37; el poder calorífico corresponde al del gas natural suministrado en el punto de alimentación LG01. La medición realizada con el CG móvil también confirmó el poder calorífico en el punto de entrada LG01 durante todo el periodo de tiempo.

Mes	Hs, medido en kWh/m³	Hs, calculado en kWh/m³	Δ %
12/2010	11,369	11,368	-0,01
01/2011	11,337	11,335	-0,02
02/2011	11,337	11,339	0,02
03/2011	11,276	11,276	0,00
04/2011	11,284	11,279	-0,04
05/2011	11,353	11,353	0,00
06/2011	11,354	11,355	0,01
07/2011	11,307	11,308	0,01
08/2011	11,213	11,211	-0,02

Tabla 2. Comparación del poder calorífico medido y calculado (promedio mensual)

Se muestra que los valores del poder calorífico medidos coinciden con los calculados: la desviación absoluta es siempre inferior al 0,05% y se encuentra, por lo tanto, dentro de la incertidumbre de medida esperada del CG.

3.4. Presentación de los resultados en el informe de facturación

Al finalizar el periodo de facturación (en el ejemplo se presenta mensual), se genera de manera automática un informe de facturación (vea Figura 5), en el que se indica un poder calorífico de facturación para cada punto de salida, determinado al realizar el promedio ponderado por unidad de volumen a partir de los valores horarios calculados.

Se muestra que los valores del poder calorífico medidos coinciden con los calculados: la desviación absoluta es siempre inferior al 0,05% y se encuentra, por lo tanto, dentro de la incertidumbre de medida esperada del CG.

A fin de comprobar la veracidad de los valores, se puede visualizar de forma adicional un informe más detallado. En él se describen las proporciones de volumen y los tiempos de tránsito promedios del gas suministrado en cada punto de salida (ver Figura 5, derecha). Para los valores del poder calorífico de cada hora es posible, además, indicar las proporciones exactas calculadas de los valores del poder calorífico de entrada medidos y verificados, tal y como se muestra en el ejemplo de la Figura 6.

A partir de los valores de la Figura 6 es posible deducir el poder calorífico por hora calculado mediante los valores caloríficos de entrada medidos y verificados.

información de facturación			información detallada									
punto de salida ID	periodo desde - hasda	poder calorífico de facturación $H_{s, fac}$ en kWh/m³	volumen adquirido V_n en m³	punto de alimentación LG01 (Lüchow, gas natural)			punto de alimentación LA45 (Lüchow, biometano)			punto de alimentación LA24 (Dannenberg, gas natural)		
				$\bar{H}_{s, A}$ en kWh/m³	$\bar{x}_i$ en %	$\bar{t}$ en h	$\bar{H}_{s, A}$ en kWh/m³	$\bar{x}_i$ en %	$\bar{t}$ en h	$\bar{H}_{s, A}$ en kWh/m³	$\bar{x}_i$ en %	$\bar{t}$ en h
LV04	01.01.2011 - 31.01.2011	11,380	318.317	11,38	100,0	0,1						
LV06	01.01.2011 - 31.01.2011	11,380	318.317	11,38	100,0	0,1						
LV12	01.01.2011 - 31.01.2011	11,380	7.762	11,38	100,0	0,6						
LA10	01.01.2011 - 31.01.2011	11,298	71.294	11,38	51,81	2,5	11,19	48,19	4,7			
LA32	01.01.2011 - 31.01.2011	11,335	201.106	11,38	48,54	4,8	11,19	22,56	9,5	11,35	28,90	0,5
LA42	01.01.2011 - 31.01.2011	11,335	247.958	11,38	48,32	4,2	11,19	22,48	8,9	11,35	29,20	0,1
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮

Figura 5. Representación modelo del informe de facturación, dividido en la información de facturación (izquierda) y la información detallada (derecha). Los datos necesarios para realizar la facturación (punto de salida, el periodo y el poder calorífico respectivo) pueden completarse, si fuera necesario, con informaciones detalladas tales como el volumen adquirido calculado y las proporciones de gas calculadas en los puntos de salida.

información por horas			composición								
punto de salida ID	fecha t hora	poder calorífico $H_s(t)$ en kWh/m³	punto de alimentación LG01 (Lüchow, gas natural)			punto de alimentación LA45 (Lüchow, biometano)			punto de alimentación LA24 (Dannenberg, gas natural)		
			$H_{s,A}(\tau)$ en kWh/m³	x_i en %	fecha de alimentación τ	$H_{s,A}(\tau)$ en kWh/m³	x_i en %	fecha de alimentación τ	$H_{s,A}(\tau)$ en kWh/m³	x_i en %	fecha de alimentación τ
LA42	19.01.2011 05:00	11,23	11,45	32,79	18.01.2011 21:00	10,91	26,52	18.01.2011 22:00			
			11,46	26,85	18.01.2011 22:00	10,89	13,84	18.01.2011 23:00			
	19.01.2011 06:00	11,20	11,45	38,46	18.01.2011 23:00	10,89	42,89	19.01.2011 00:00	11,46	13,98	19.01.2011 06:00
			11,44	3,25	19.01.2011 00:00	10,89	1,42	19.01.2011 01:00			
	19.01.2011 07:00	11,28	11,44	19,68	19.01.2011 00:00	10,89	22,80	19.01.2011 01:00	11,46	6,47	19.01.2011 06:00
			11,43	9,54	19.01.2011 01:00	10,89	8,59	19.01.2011 02:00	11,46	32,92	19.01.2011 07:00
	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮

Figura 6. Representación (modelo) del informe de facturación con todos los detalles. Aquí es posible atribuir cada promedio por hora a los valores medidos y verificados del poder calorífico de en los puntos de entrada. Cada valor horario del poder calorífico corresponde al total ponderado de todos los valores del poder calorífico de entrada.

4. RESUMEN Y PERSPECTIVA

En este artículo se ha presentado un método nuevo para realizar el monitoreo al poder calorífico en redes regionales y de distribución con el propósito de realizar la facturación de los clientes finales; el método fue validado en el marco de un experimento de campo. El experimento de campo tuvo lugar durante un periodo de ocho meses en una red de gas de alto poder calorífico de E.ON AvaconAG (tres puntos de entrada de gas natural y un punto de entrada de biometano). Con ayuda de un CG móvil se midió el poder calorífico del gas en diferentes puntos y se comparó con los valores calculados. Las desviaciones en el promedio mensual fueron siempre inferiores al 0,05% y quedan, por tanto, dentro de los límites de la incertidumbre de medida del CG. Adicionalmente, se han mostrado las posibilidades de visualización de los resultados. La condición de flujo se ha representado por medio de envoltentes de las tuberías en la topología. Los valores del poder calorífico de cada punto de salida se resumen en un informe de facturación, en el que es posible, con todo detalle, deducir el poder calorífico de facturación de los valores por hora medidos y verificados en los puntos de entrada.

De acuerdo con lo expuesto en la hoja de trabajo alemana sobre la facturación del gas (G685), en agosto de 2011, se presentó la solicitud para obtener la autorización del método de facturación de clientes finales en la oficina de pesos y medidas de Baja Sajonia (MEN), que otorgó la autorización el 9 de agosto de 2012. En el marco de la implementación se llevará a cabo una transferencia del método a las aplicaciones de cálculo y simulación que E.ON Avacon AG ya emplea en la actualidad.

5. REFERENCIAS

[1] DVGW Arbeitsblatt G685: Gasabrechnung, DVGW Technische Regel, septiembre 2008.

[2] K. Altfeld, J. Bödeker, H. Frieling, P. Schley y M. Uhrig: Modelling of Gas Flow in Pipelines Tracking Gas Quality. Proceedings of the 2008 International Gas Research Conference, Paris (2008).

[3] M. Hellwig: Entwicklung und Anwendung parametrisierter Standard-Las- tprofile, Technische Universität München, Dissertation (2003).

[4] MATLAB: The Language of Technical Computing - using MATLAB Version 7.6.0.32 R 2008a, The MathWorks (2008).

[5] Simone Software Benutzerhand- buch Version 5, Fa. Liwacom (2007).

[6] J. Schenk, P. Schley, A. Hielscher, S. Mäurer und C. Fernandez: Brennwertver- folgung in Verteilnetzen - Teil 2: Auswer- tung Feldversuch und Implementierung, gwf-Gas|Erdgas 9 (2011)

[7] Servicio meteorológico alemán, <http://www.dwd.de/>

Símbolos

- h Función sigmoide
- p Presión del gas (absoluta)
- Q Consumo de energía en kWh
- T Temperatura del gas en K
- ϑ Temperatura ambiente en ° C
- V Volumen estándar

Índices

- S Salida
- CG Cromatógrafo de Gases
- E Entrada
- I Índice de carrera
- h En relación con los promedios horarios
- n Condiciones estándar
($p_n = 1013,25 \text{ Pa}$; $T_n = 273,15 \text{ K}$)
- RMC Registro de Medición de Consumo
- PEC Perfil estándar de carga

El secreto de permanecer siempre vigente, es comenzar a cada momento. **Agatha Christie**, escritora británica.

En Colombia, el Departamento Administrativo de Ciencia, Tecnología e Innovación COLCIENCIAS, trabaja para fortalecer la competitividad de los sectores productivos y de servicios, a través de apoyo a programas estratégicos sectoriales y/o proyectos de investigación, desarrollo tecnológico e innovación (I+D+I), que impliquen el mejoramiento o desarrollo de nuevos productos, servicios, y procesos productivos u organizacionales. Esta sección destaca entidades que han desarrollado potencialidades en torno a los avances de la ciencia y tecnología, en unión con grupos de investigación de universidades, centros de desarrollo tecnológico o centros de desarrollo productivo.

Optimización Metrológica de los Sistemas de Medición de Gas Natural, tipo transferencia de custodia.

Cusiana - Casanare - Colombia

Carlos Andrés Pérez (CarlosAndres.Perez@equion-energia.com)
Equión Energía

Jose Augusto Fuentes (jfuentes@cdtdegas.com)
Corporación CDT de GAS

Erik Stiv Tapias (erik.tapias@ecopetrol.com.co)
ECOPETROL S.A.

RESUMEN:

Una estrategia para la optimización de sistemas de medición de gas natural, fue implementada por Equión Energía, con el fin de mantener y aumentar la confiabilidad de las mediciones, reduciendo los potenciales riesgos de pérdidas ratificando el cumplimiento de las exigencias dadas en la regulación nacional y en los estándares aplicables. Para el planteamiento, diseño, desarrollo y puesta en marcha de la estrategia, Equión Energía contó con el apoyo tecnológico de la Corporación CDT de GAS. En el presente trabajo se describen: el alcance, la estructura, implementación y resultados obtenidos con la estrategia de optimización aplicada a los puntos de transferencia de custodia ubicados en la planta de tratamiento de gas natural denominada "CUSIANA".



1. INTRODUCCIÓN

El desarrollo del sector gas en Colombia no se detiene; hoy diariamente se producen más de 28,35 millones de m³/d estándar (1.072 millones ft³/d estándar) [1] de gas natural, de los cuales Equión Energía es responsable de entrega de gas natural en dos puntos: la planta de tratamiento de gas natural denominada "CUSIANA" (ubicada en el departamento de Casanare), con una capacidad nominal 5,67 millones m³/d estándar (270 millones ft³/d estándar) que corresponde aproximadamente al 27% de consumo de Colombia y la Planta de producción de hidrocarburos en "FLOREÑA" con una capacidad aproximada de suministro de gas de 1,13 millones de m³/d estándar (40 millones de ft³/d estándar), que suministra gas, entre otros al municipio de Yopal, también en el departamento del Casanare.

Desde su expedición a finales de 1999, la Resolución CREG 071 de 1999 "Reglamento Único de Transporte de Gas Natural" (RUT) [2], y sus reformas CREG 054 de 2007, CREG 041 de 2008 y CREG 131 de 2009, ha sido la referencia regulatoria nacional para actividades relacionadas con la comercialización del gas natural, brindando a los Agentes de la cadena las directrices acerca de "qué" y "cómo" medir volúmenes, cómo determinar la energía asociada al gas natural, cuales deben ser los requisitos de control metrológico sobre equipos de medida, definiendo para ello los estándares técnicos aplicables, y fijando las responsabilidades y obligaciones para mantener dentro de control los sistemas de medición.



Figura 1. Sistema de Transferencia de Custodia

Correctamente interpretado por Equión Energía y considerando que las mediciones realizadas en los puntos de transferencia de custodia constituyen procesos claves, debido a que a partir de éstas: (a) se factura la cantidad de gas suministrada al Sistema Nacional de Transporte de Gas; (b) se garantiza la calidad del producto para su uso final; (c) y es prenda de garantía para el control del balance de las redes de gas, Equión Energía, contactó a la Corporación CDT de GAS, para diseñar una estrategia, que al menor costo, permitiera la optimización metrológica de los Sistemas de Medición indicados anteriormente.

El actual documento, describe la estrategia implementada y los resultados obtenidos, destacando los beneficios alcanzados, los cuales demuestran la conveniencia de implementar procesos similares.

2. DESCRIPCIÓN Y CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE MEDICIÓN DE GAS

El gas producido en la planta CUSIANA (figura 1) es inyectado a la red nacional de transporte a través de dos gasoductos denominados CUSIANA – APIAY- USME y CUSIANA PORVENIR LA BELLEZA y cuyos sistemas de medición de volumen y calidad de gas, son descritos en la Tabla 1.

3. ESTRATEGIA PARA OPTIMIZACIÓN DE SISTEMAS DE MEDICIÓN DE GAS

Se definió que la estrategia de optimización debería estar circunscrita a tres elementos principales a saber: **1.** Cumplir con las exigencias establecidas en el RUT; **2.** Cumplir con buenas prácticas metrológicas establecidas en las normas de referencia internacional, y **3.** Disminuir los niveles de incertidumbre de medición. Estos dos últimos, se ejecutaron analizando previamente la relación costo/beneficio.

La estrategia planteada y ejecutada para lograr la optimización tanto de los sistemas de medición de **cantidad** y de **calidad** de gas, se describe de manera gráfica en la figura 2.

3.1 Etapa de Diagnostico Mediante Inspección Metrológica

Para conocer el estado metrológico de los sistemas de medición de volumen y calidad de gas se programaron y realizaron una serie de actividades en campo, denominadas

ELEMENTO PRIMARIO (MEDIDOR TIPO ULTRASÓNICO)		
Tipo	Ultrasónico (tiempo de tránsito)	Ultrasónico (tiempo de tránsito)
Diámetro nominal	100 mm (4 in)	254 mm (10 in)
Numero de trayectorias acústicas	4 (8 transductores)	4 (8 transductores)
Intervalo de medición	25,5 a 814 m³/h (900 a 28750 ft³/h)	152,9 a 5080 m³/h (5400 a 179550 ft³/h)
ELEMENTO PRIMARIO (TUBOS DE MEDICIÓN)		
Cantidad	Aguas arriba : 2 Tubos y acondicionador de flujo topo placa Zanker	Aguas arriba : 2 Tubos y acondicionador de flujo topo placa Zanker
	Aguas abajo : Un tubo con conexión para termopozo	Aguas abajo : Un tubo con conexión para termopozo
Diámetro nominal	100 mm (4 in) SCH80	254 mm (10 in) SCH80
ELEMENTO SECUNDARIO (PRESIÓN ESTÁTICA)		
Tipo	Transmisor de presión estática	Transmisor de presión estática
Alcance de medición	0 a 103 barg (0 psig a 1500 psig)	0 a 103 barg (0 psig a 1500 psig)
Ubicación toma de presión	Cuerpo del medidor	Cuerpo del medidor
ELEMENTO SECUNDARIO (TEMPERATURA DEL FLUIDO)		
Tipo	Transmisor de Temperatura con Sensor Tipo RTD Pt 100	Transmisor de Temperatura con Sensor Tipo RTD Pt 100
Alcance de medición	-20 a 55°C (-4 a 131 °F)	-20 a 55°C (-4 a 131 °F)
Ubicación toma de presión	Cuerpo del medidor	Cuerpo del medidor
ANALIZADORES PARA MEDICIÓN DE CALIDAD DE GAS		
Composición de gas	Cromatógrafo de gases	
Punto de Rocío de Hidrocarburos	Analizador de espejo enfriado automático	Analizador de espejo enfriado automático
Contenido de vapor de Agua	Analizador por variación de frecuencia de oscilación	Analizador por variación de frecuencia de oscilación
Contenido de H2S y Azufre total	Analizador por cinta de acetato de plomo	Analizador por espectroscopia de absorción de rayos UV

Tabla 1. Características de los Sistemas de Medición de Volumen y Calidad de Gas.

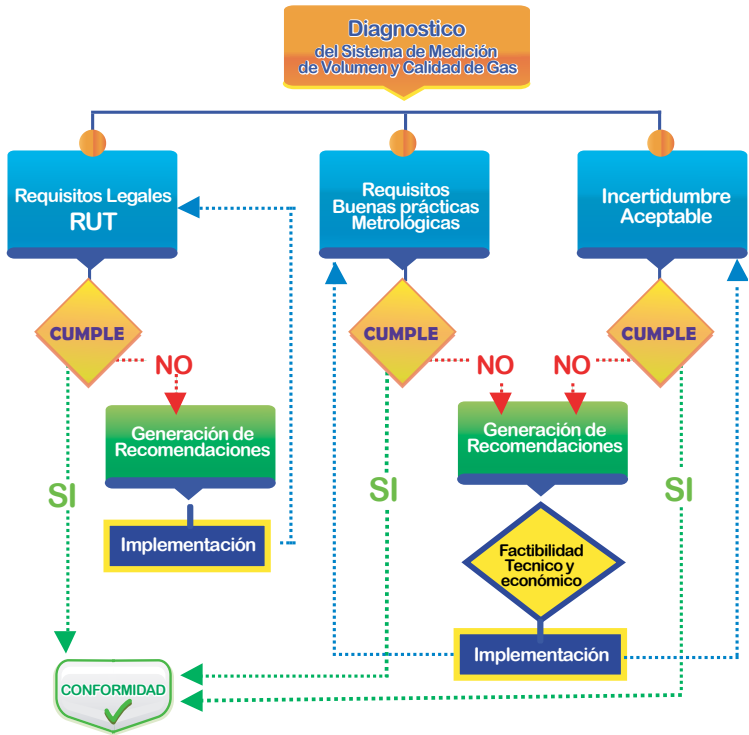


Figura 2. Estrategia para optimización de Sistemas de Medición de Gas.

“**Inspección metrológica**” que consiste en evaluar específicamente la conformidad del sistema de transferencia de custodia, con respecto a los “Requisitos de Medición” establecidos en la Resolución CREG No. 071 de 1999 “Reglamento Único de Transporte - RUT” y las modificaciones que la complementan.

Para garantizar la confiabilidad y armonía de los resultados, este proceso se realizó a través del Organismo de Inspección del CDT de GAS el cual ha sido estructurado siguiendo los lineamientos establecidos en la ISO/IEC 17020-1998 permitiendo identificar claramente “Conformidad o NO Conformidad” del sistema con los aspectos considerados como de **Obligatorio Cumplimiento**, según el RUT, y sus correspondientes estándares de referencia y también aquellos considerados como **Buenas Prácticas Metrológicas**, las cuales, aunque no son de obligatorio cumplimiento, si facilitan que los sistemas brinden la máxima confiabilidad en los procesos de medición.

Finalmente, y como parámetro clave para conocer el grado de confiabilidad de los sistemas de medición, se estimó y reportó el resultado del proceso de **estimación de incertidumbre asociada al resultado de volumen y energía de gas**, así como la contribución de cada uno los factores que inciden en este resultado.

Estas actividades tuvieron como alcance la evaluación de la condición de instalación, operación y desempeño metrológico de cada uno de los componentes que hacen parte del sistema de medición de gas, y se muestran en la figura 3:

3.2 Resultados de Diagnóstico de Sistema de Medición de Volumen (Cantidad) de Gas

La aplicación de la estrategia de optimización para el sistema de medición de volumen de gas, inició en el año 2006 con el diagnóstico inicial y los resultados condensados a continuación:

- La condición de instalación aguas arriba del medidor (2 codos de 90° de radio corto, unidos entre sí, sin separación y posicionados en planos ortogonales): Corresponde a una de las más críticas condiciones clasificadas dentro del contexto de aquellas que afectan la confiabilidad de las mediciones. Se relaciona con la formación de *swirl*¹. Esta condición quedó establecida con en el auto-diagnóstico realizado con el medidor ultrasónico.
- La presencia de los errores sistemáticos en el sistema de medición de temperatura, por encima de los límites permisibles.
- La incertidumbre asociada al resultado de volumen entregado, estimada bajo las condiciones encontradas durante la actividad de inspección fue de **1,1%** relativa al volumen total a condiciones base.

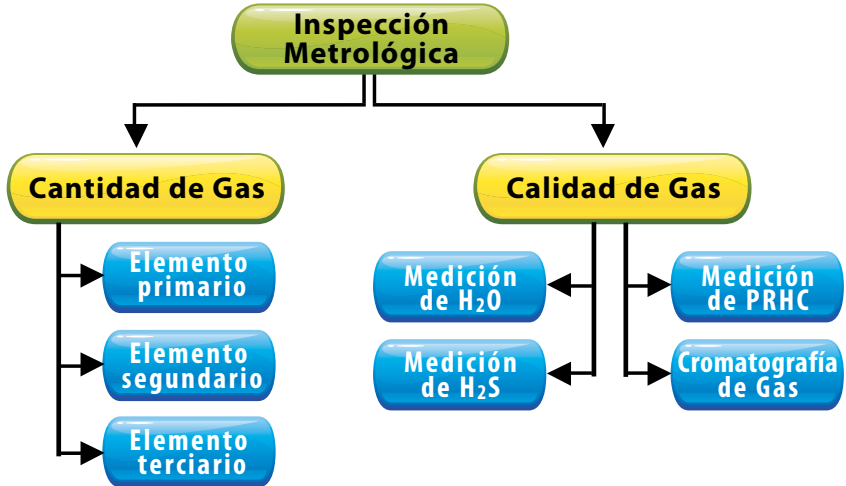


Figura 3. Componentes objeto de inspección de los Sistemas de Medición de Cantidad y Calidad de Gas.

¹ Tipo de patrón de flujo que se presenta común e internamente en las tuberías después de cambios bruscos de dirección (codos), donde el flujo gira de forma helicoidal y persiste por largas distancias.

4.2 Mejoras Implementadas a los Sistemas de Medición de Calidad de Gas

En la tabla 3 se presentan los principales hallazgos y las mejoras implementadas.

4.3 Estimación De Incertidumbre: Herramienta Clave para Decisiones de Optimización

El proceso de optimización de los sistema de medición de volumen y de cantidad de gas descritos, tuvo en cuenta la aplicación mínima de inversiones en el mejoramiento de cada sistema, de manera que se obtuvieran resultados de medición que cumplieran con los requisitos legales y buenas practicas metrológicas, así como con el nivel de incertidumbre deseado (el cual, de momento en Colombia, es definido entre las partes interesadas en el proceso de transferencia de custodia). Obviamente el nivel de incertidumbre requerido, se limitó al estado del arte de las tecnologías de medición y al costo de implementación, al mantenimiento y aseguramiento metrológico de los sistemas de medición de volumen y calidad de gas.

Así pues, el proceso de optimización inició e incluyó el análisis del presupuesto de incertidumbre actual el cual fue suministrado en el Informe de Inspección del Organismo de Inspección del CDT de GAS, de tal forma, que fuera

posible identificar aquellas fuentes, que en mayor grado, afectaran la incertidumbre del volumen de gas o energía medida por el sistema de medición.

Para reducir la incertidumbre de medición se estudiaron diversos escenarios:

- Cambio en las prácticas de aseguramiento metrológico
- Reconfiguración de componentes a nivel de software
- Cambio o actualización de componentes
- Instalación de nuevos componentes
- Cambio de condiciones de instalación u operación.

La estrategia diseñada permitió iniciar el proceso de optimización partiendo de aquellas actividades de bajo costo que generaran un impacto positivo (reducción considerable) en la incertidumbre asociada a los resultados de medición.

Finalmente, la incertidumbre evaluada (obtenida mediante la interacción de una herramienta computacional desarrollada por el CDT de GAS) fue comparada contra la incertidumbre requerida, en un proceso iterativo realizado por el usuario, en función de su experiencia, las inversiones disponibles y las limitantes de las tecnologías de medición a mejorar o implementar. (ver figura 8)

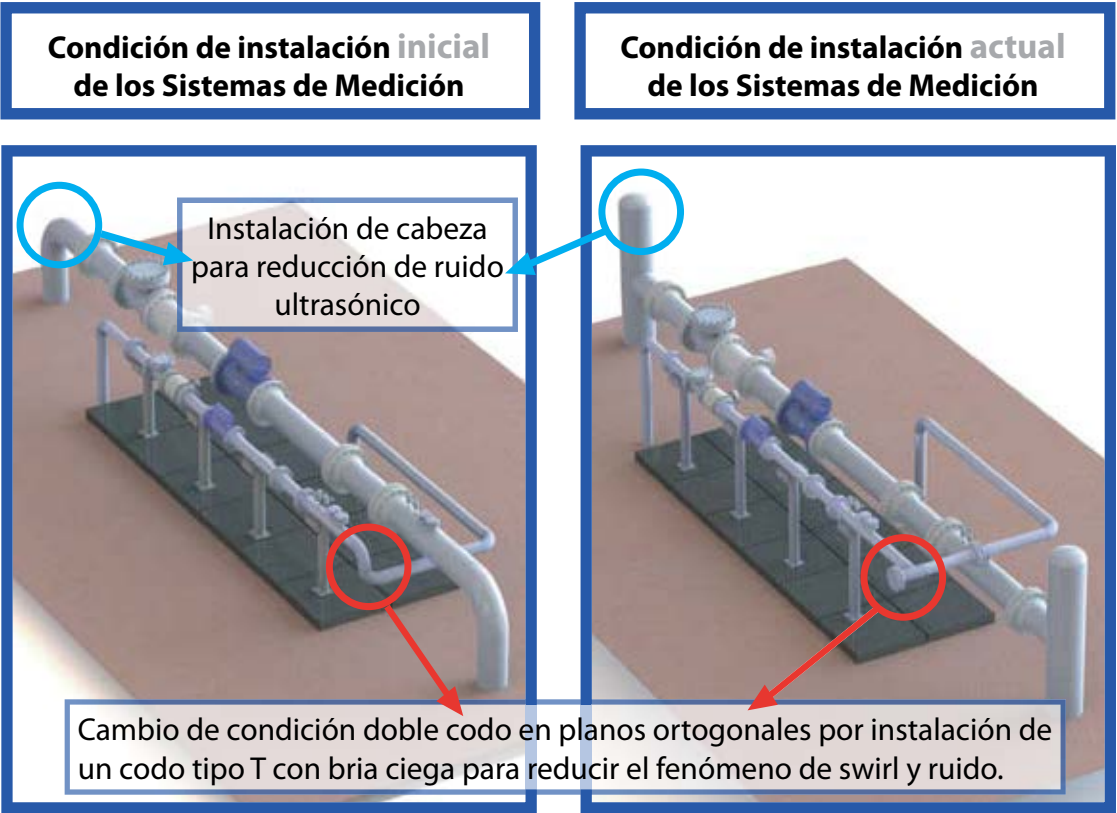


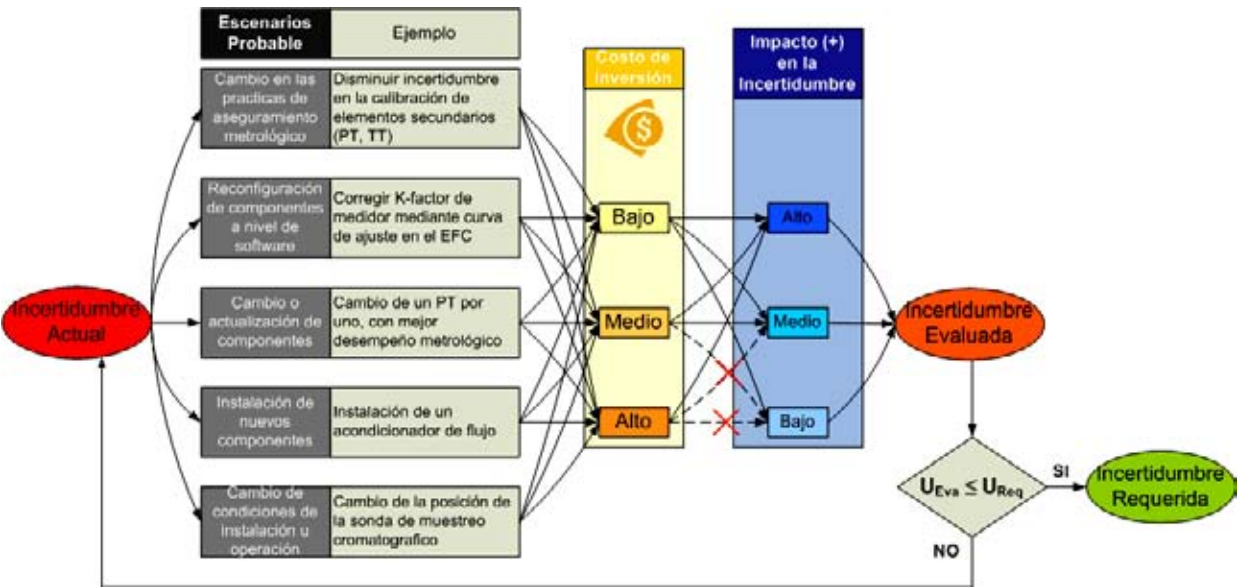
Figura 6. Mejoras en la instalación de los Sistemas de Medición de Volumen de Gas con Tecnología USM.

HALLAZGO DETECTADO	MEJORA IMPLEMENTADA	RESULTADO DE LA MEJORA
Ausencia de sondas de muestreo adecuadas, para obtener muestreo representativo del gas de línea.	Adquisición e instalación de sondas adecuadas.	Cumplimiento de los requisitos dados en la API 14.1[7]
Para el sistema de medición de contenido de H ₂ S, no se contaba con el material adecuado del tubing (acero inox. que adsorbe el H ₂ S) de la línea de muestreo.	Reemplazo del tubing de acero inoxidable, por tubing recubrimiento electro-pulido.	Disminución de la distorsión por absorción de H ₂ S y mejora en el tiempo de respuesta.
Probables errores sistemáticos, dado que no era posible garantizar características metrológicas tales como linealidad y reproducibilidad, en los equipos de medición.	Adquisición de dos (2) y tres (3) gases de referencia por equipo de medición, e implementación de un programa de aseguramiento metrológico.	Mitigación de posibles errores sistemáticos durante las mediciones de calidad de gas.
Parámetros de configuración del analizador de H ₂ S y de Punto de Rocío de Hidrocarburos, por fuera de los límites permisibles recomendado por los fabricantes.	Configuración adecuada de los parámetros por parte del fabricante del equipo.	-----

Tabla 3. Descripción de hallazgos detectados y mejoras seleccionadas para su implementación. Sistema de Medición de Calidad de gas.



Figura 7. Evidencia y corrección de anomalías detectadas en los programas de mantenimiento del Sistema de Medición.



Fuente: Quinta Jornada Técnica Internacional de Medición de Fluidos.

Figura 8. Proceso de toma de decisiones para evaluaciones de factibilidad de implementación de recomendaciones.

SISTEMA DE MEDICIÓN EVALUADO	PUNTO DE ENTREGA CUSIANA - APIAY - USME		PUNTO DE ENTREGA CUSIANA - PORVENIR – LA BELLEZA	
	Incertidumbre inicial	Incertidumbre Actual (2012)	Incertidumbre inicial	Incertidumbre Actual (2012)
VOLUMEN DE GAS	1,1%	0,84%	1,1%	0,79%
PODER CALORÍFICO	0,9%	0,50%	0,9%	0,50%
CONTENIDO DE VAPOR DE AGUA	--	21 ppmv (1Lb/MPCS)	--	21 ppmv (1Lb/MPCS)
CONTENIDO DE H ₂ S	--	1,5 ppmv	--	1,5 ppmv
PUNTO DE ROCÍO DE HC	--	2,5 °C	--	2,5 °C

Tabla 4. Incertidumbre estimada para cada uno de los Sistemas de Medición Evaluados.

5. RESULTADOS OBTENIDOS CON LAS MEJORAS

La manera práctica para cuantificar el efecto que generaron las mejoras realizadas fue a partir del análisis de incertidumbre de los resultados, antes y después de su implementación.

En la tabla 4 se describe el análisis de incertidumbres para cada de uno de los parámetros evaluados:

Cada uno de los valores de incertidumbre reportados, fueron estimados como la incertidumbre estándar combinada (siguiendo los lineamientos dados en la GUM [3] multiplicada por una factor de cobertura $k=2$ que corresponde a confiabilidad aproximada del 95%.

La disminución de incertidumbres producto de la estrategia de optimización implementada, principalmente en los sistemas de medición de volumen y poder calorífico del gas, han permitido establecer un ahorro potencial de 400.000 USD/año, debido a la reducción del riesgo por inadecuada medición.

6. CONCLUSIONES:

- Fue posible llevar a cabo, y con éxito, una estrategia para la optimización de los sistemas de medición de gas CUSIANA en conjunto Equión Energía y CDT de GAS y el apoyo de ECOPETROL S.A.
- La experiencia descrita en este documento, ha sido diseñada para actualizar tecnológicamente los sistemas de medición, pero requiere de un control permanente el cual puede ser realizado mediante programas de inspecciones periódicas y actividades de mantenimiento y calibración dentro de un programa previamente establecido.
- La incertidumbre se ha constituido en una de las herramientas más importantes para la toma de decisiones en torno a los procesos de transferencia de custodia, y por ende, para su control y su mejoramiento continuo.

7. REFERENCIAS

[1]. Documento Comité Nacional de estadísticas de Producción (Ene-Oct) de 2012. CNO-GAS

[2]. Resolución No. 071 de 1999 “Reglamento Único de Transporte de Gas Natural”, CREG.

[3]. ISO-GUM Guide to the expression uncertainty measurement.

[4]. ISO 5168, Measurement of fluid flow- Procedures for the evaluation of uncertainties, 2005.

[5]. AGA 9, Measurement of gas by multi-path ultrasonic Meters, 1998.

[6]. API 21.1 Flow Measurement Using Electronic Metering System- Electronic Gas Measurement, 1993.

[7]. API 14.1 Collecting and handling of Natural Gas Samples for Custody Transfer, 2006.

El desarrollo tecnológico de un país está directamente relacionado con la disponibilidad y la calidad de la infraestructura utilizable, por ello conscientes de que Colombia aún se encuentra en etapa de fortalecimiento de su infraestructura tecnológica alineada con estándares internacionales, continuamos en esta sección presentando infraestructuras disponibles a nivel nacional así como a nivel internacional que merezcan destacarse para apoyar el desarrollo productivo en Colombia.

SOLUCIÓN TECNOLÓGICA INTEGRAL

**basada en Metrología, Estadística y TIC
para el aseguramiento de las
Mediciones en la Red de Distribución
de Gases de Occidente S.A. ESP**



Jesús Badillo (jbadillo@cdtdegas.com)
Henry Abril (habril@cdtdegas.com)

Corporación CDT de GAS

Geovanna Calero (geovannac@gasesdeoccidente.com)
Rafael Barón (rafaelb@gasesdeoccidente.com)

Gases de Occidente S.A. ESP



RESUMEN:

Frente a la dificultad para mantener y mejorar el control de los balances en su red de distribución de gas natural, en razón a la presencia de fugas, fraudes, nivel de aseguramiento metrológico entre otros, GASES de OCCIDENTE S.A. ESP en conjunto con la Corporación CDT de GAS desarrollaron un proyecto aprobado y auspiciado por COLCIENCIAS y el SENA, denominado “SOLUCIÓN TECNOLÓGICA INTEGRAL, BASADA EN METROLOGÍA, ESTADÍSTICA Y TIC, PARA EL ASEGURAMIENTO DE LAS MEDICIONES EN GASES DE OCCIDENTE S.A. ESP”, el cual tuvo como objetivo principal generar herramientas tecnológicas e innovadoras, en el contexto nacional, que le permitieran a GDO mejorar y mantener el control del balance en sus redes de distribución, brindando equidad en sus procesos de medición y facturación y garantizando el cumplimiento de la normatividad establecida.

1. INTRODUCCIÓN

La metrología de los fluidos en el entorno internacional, desde hace más de una década, se ha convertido en uno de los aspectos fundamentales para el desarrollo de planes estratégicos y para la consolidación empresarial, debido a los beneficios económicos y operacionales que esta rama de la ciencia representa. Colombia no podría ser la excepción, y por ello la metrología ha comenzado a ser percibida como una ventaja competitiva para los diferentes sectores.

La Corporación Centro de Desarrollo Tecnológico del GAS, con el apoyo económico de COLCIENCIAS-SENA y el apoyo tecnológico de Centros de Metrología Internacional, ha apropiado los avances de la ciencia y la tecnología en materia de metrología de fluidos, con el fin de aplicarlos en los procesos productivos, especialmente en los más críticos, como es el caso de los balances de gas, entregados y recibidos, por las empresas distribuidoras de gas natural.

Producto de múltiples estudios, orientados hacia el establecimiento de las variables relevantes, su manejo y su impacto dentro del marco tarifario y regulatorio de la distribución del gas natural, (referenciados en las Resoluciones 067 [1], 057 [2] y 046 [3] de la CREG), el CDT de GAS venía visualizando, que amén de las fugas y los fraudes, la complejidad que representaba la variación en la composición del gas (en razón a las mezclas dentro del sistema de transporte), las medianas Estrategias de Control y la incipiente Estimación de la Incertidumbre, generaban dificultades para mantener el Balance, afectando el ajuste de las cifras de compra y de venta de gas en las concesionarias. Para aumentar la problemática, se observaba igualmente una escasa existencia de laboratorios de metrología debidamente acondicionados, y el incipiente aseguramiento de los sistemas de medición.

Sumado a lo anterior, también se observaron diferencias en la interpretación de la regulación vigente, así como una diversa manera de conceptualizar las variables que influyen en la medición del gas, por el efecto que causa la compresibilidad y por el efecto de la mezcla del gas de diferentes composiciones.

En vista de esta problemática, el CDT de GAS, en conjunto con Gases de Occidente S.A. ESP (GDO), (empresa distribuidora de gas natural que atiende el sur-occidente colombiano y que ha pretendido consolidar sus procesos buscando expandir sus áreas de influencia con eficiencia, generando alta productividad para competir incluso en el entorno internacional), con el

apoyo económico de COLCIENCIAS-SENA, plantearon una solución tecnológica integral, que basada en la aplicación de la metrología de fluidos, el análisis estadístico, los modelos de gestión y la aplicación de TIC's, le permitirían a GDO S.A. ESP mantener y mejorar el control de los balances en su red de distribución, brindando equidad en sus procesos de medición y facturación, y garantizando el cumplimiento de la regulación aplicable en torno a las mediciones de gas natural.

En este sentido, se plantearon cuatro estrategias a saber:

- El desarrollo de modelos matemáticos para la evaluación y control del balance, implementados a través de un software.
- El desarrollo de la infraestructura metrológica para la evaluación, control y mejoramiento de los sistemas de medición, mediante desarrollos tecnológicos aplicables.
- La implementación de los sistemas de gestión basados en la ISO/IEC 17025 para garantizar la calidad de los procesos de calibración y ensayos, alineados dentro de los sistemas de calidad, seguridad y medio ambiente de GDO S.A. ESP.
- Generación de competencias del recurso humano de manera específica, en el área de la metrología aplicada al control de los balances.

En este artículo se mostrarán los resultados obtenidos por medio de la solución tecnológica desarrollada.

2. SOLUCIONES TECNOLÓGICAS

Garantizar una efectiva administración de los sistemas de medición utilizados para la cuantificación del volumen, y sustentar objetivamente la confiabilidad de sus mediciones, desde las instalaciones de recibo de gas, hasta los puntos de recepción y entrega a los usuarios finales, fue la estrategia a seguir. Para esto se desarrollaron una serie de actividades que contemplan los factores de mayor influencia sobre el cálculo del balance, las cuales se describen a continuación.

2.1. Modelos Matemáticos Confiables para la Evaluación y Control de los Balances.

A través de este proyecto de índole tecnológica se realizó un diagnóstico de los modelos matemáticos utilizados por GDO S.A. ESP.

Con el resultado del análisis y habiendo concebido con claridad los nuevos modelos se planteó el desarrollo de un software que integrara el modelo y las estrategias pertinentes para el control del balance.

■ Diagnóstico de los modelos de los balances de las redes.

En esta etapa se realizó un diagnóstico de la estrategia de administración del balance en las redes de GDO. Dicho diagnostico se realizó en dos etapas. La primera consistió en la evaluación de los sistemas de medición que hacen parte de la red más crítica de GDO (Red de la ciudad de Cali). Para esto, se evaluó la participación de los distintos sectores que conforman la red comenzando por los históricos de los consumos, con el fin de identificar los tramos de mayor impacto en el balance. A partir de este análisis y teniendo en cuenta factores adicionales como ubicación geográfica y disponibilidad, se seleccionaron los sistemas de medición más relevantes y se evaluaron metrológicamente en campo, a través del Organismo de Inspección del CDT de GAS, el cual cumple con los requisitos establecidos en la ISO/IEC 17020. Basados en los hallazgos encontrados, el área de ingeniería del CDT de GAS realizó una serie de recomendaciones a GDO, cuyo objetivo fue la optimización del funcionamiento de los sistemas evaluados. Estas recomendaciones se hicieron extensibles a sistemas de medición de características metrológicas similares.

La segunda parte consistió en evaluar la estrategia y algoritmos de cálculo para la determinación de los desbalances en la redes de gas. Para esto, se llevó a cabo un análisis de los modelos utilizados por GDO tales como cálculo de inventario, factor de compresibilidad, poder calorífico, correcciones del volumen a condiciones de distribución etc., así como la verificación de los algoritmos utilizados y de las posibles fuentes de desviación o ruido de los balances efectuados. Dicha evaluación permitió evidenciar las ventajas que poseía el modelo y las oportunidades de mejora para garantizar confiabilidad en los resultados obtenidos. A partir de dicha revisión fue posible realizar recomendaciones y definir una nueva estrategia para el mejoramiento de dicho proceso.

■ Planteamiento de modelos estadísticos y herramientas para el control del balance

A partir del diagnóstico del modelo, se plantearon alternativas para optimizar el esquema de control y el cálculo del balance, teniendo como resultado una nueva estrategia que se realizó por medio de la apropiación del conocimiento y la

experiencia asimilada durante las pasantías que realizaron los profesionales del CDT de GAS en el CMF del IPT de Estado de Sao Paulo en Brasil. Esta estrategia de control y administración de balance permitió, que a partir de los análisis estadísticos, se lograran realizar seguimientos al comportamiento de los medidores de mayor impacto en la red de distribución, de forma tal que se evidenciaron cambios generados por desviaciones en dicho sistema de medición.

Adicionalmente, se planteó un modelo que permitiera realizar un control sobre los balances en las redes de distribución de gas natural, detectando los errores en las mediciones, reduciéndolos y ajustando dichas mediciones de manera que se cumpliera con las restricciones impuestas por las leyes de conservación, lo cual fue posible mediante la implementación de las técnicas de Reconciliación de Datos (RD) y Detección de “Errores Gruesos”¹ (DEG). Estas técnicas se basan en cálculos estadísticos, generando calidad y confiabilidad en los datos medidos, disminuyendo el efecto de los errores aleatorios, detectando los sistemas de medición que presentan fallas y asegurando el cumplimiento de las restricciones impuestas por los balances de masa [4, 5, 6].

Finalmente, el estudio de los modelos de reconciliación de datos fue fortalecido a través de la capacitación de seis (6) profesionales del CDT de GAS, con Miguel Bagajewickz PhD de la Universidad de Oklahoma. Esta herramienta fue desarrollada por medio de Matlab y se encuentra incorporada en el software *Gas Balance Manager* - GBM desarrollado por el CDT de GAS, el cual se describe a continuación.

■ Desarrollo de software para gestión y control del balance de redes de distribución de gas.

Posterior al desarrollo de los modelos matemáticos y estadísticos, y de la estrategia de gestión y control del balance, se generaron las especificaciones del software, definiendo las características técnicas con el objetivo de garantizar que el modelo planteado fuera implementado adecuadamente, y que pudiera ser integrado y adaptado a las necesidades de GDO (Software a la medida). Además se incluyeron aspectos metrológicos para validar la calidad de la información suministrada. El software desarrollado correspondió a una aplicación Web, con base de datos

¹ Errores generados por eventos no aleatorios como desajustes de instrumentos de medición, Outliers, corrosión, fugas y cuya contribución al error de la medición es constante en el tiempo. Smart Process Plant. Software and Hardware solution for accurate data and profitable operations. Miguel Bagajewickz.

SQL, utilizando como IDE Visual Studio .Net 2010 con Silverlight 4 y motor de base de datos SQL Server 2008. El Software consiste en seis módulos los cuales son descritos a continuación:

● **Módulo Simulador de Redes:** permite la creación de redes de gas natural, incluyendo detalles de sus características y propiedades, así como la creación y/o modificación de las propiedades de los elementos que se han generado en el software.

● **Módulo Datos:** permite ingresar los valores de las propiedades asociadas a cada uno de los elementos pertenecientes a las redes configuradas, establecer valores conciliados del volumen medido cuando no hay una forma de obtener esta cantidad por una lectura, ejecutar procesos internos de la aplicación que hayan quedado inconclusos, revisar la composición reportada por los puntos donde se encuentra disponible por medio de los reportes de cromatografía o la asignación suministrada por parte del transportador, y por último cargar archivos con la información que no se encuentra disponible en las bases de datos que se integran con el software.

● **Módulo Balance:** permite revisar el balance de las redes configuradas en el software en unidades de Volumen y/o Energía.

● **Módulo Herramientas:** en este módulo se encuentran herramientas que facilitan operaciones fundamentales en el cálculo del balance; actualmente se divide en FluxPro, el cual permite el cálculo de las propiedades del gas natural a partir de su composición y de las condiciones termodinámicas a las que se encuentra sometido (presión y temperatura), y el Reconciliador de Datos, el cual fue descrito en la sección anterior.

● **Módulo Reportes:** permite al usuario generar documentos en formato de MS Excel®, con el fin de presentar de manera estructurada y resumida una serie de datos que se encuentran almacenados en la aplicación, balances,

poder calorífico entre otros, los cuales pueden ser utilizados como soporte para la toma de decisiones.

● **Módulo Administración:** permite establecer permisos para los usuarios sobre las operaciones a realizar en la aplicación, gestionar los valores de ciertos parámetros que son claves para el funcionamiento de la aplicación, gestionar las opciones del menú principal de la aplicación, y realizar seguimiento a las operaciones que se llevan a cabo dentro de esta.

Cada una de las facilidades de ingreso de datos cuenta con una funcionalidad de validación (Figura 1), la cual permite verificar los datos que ingresan a la aplicación, confirmando que se encuentre dentro de los intervalos de aceptación o desviaciones permisibles.

2.2. Infraestructura metrológica mínima necesaria para la evaluación, control y mejoramiento de los sistemas de medición.

Para lograr un control adecuado del balance en la red de distribución de gas es necesario garantizar previamente la confiabilidad en las mediciones realizadas. Por tal motivo, GDO no escatimó esfuerzos en la consolidación de un laboratorio metrológico para realizar las calibra-

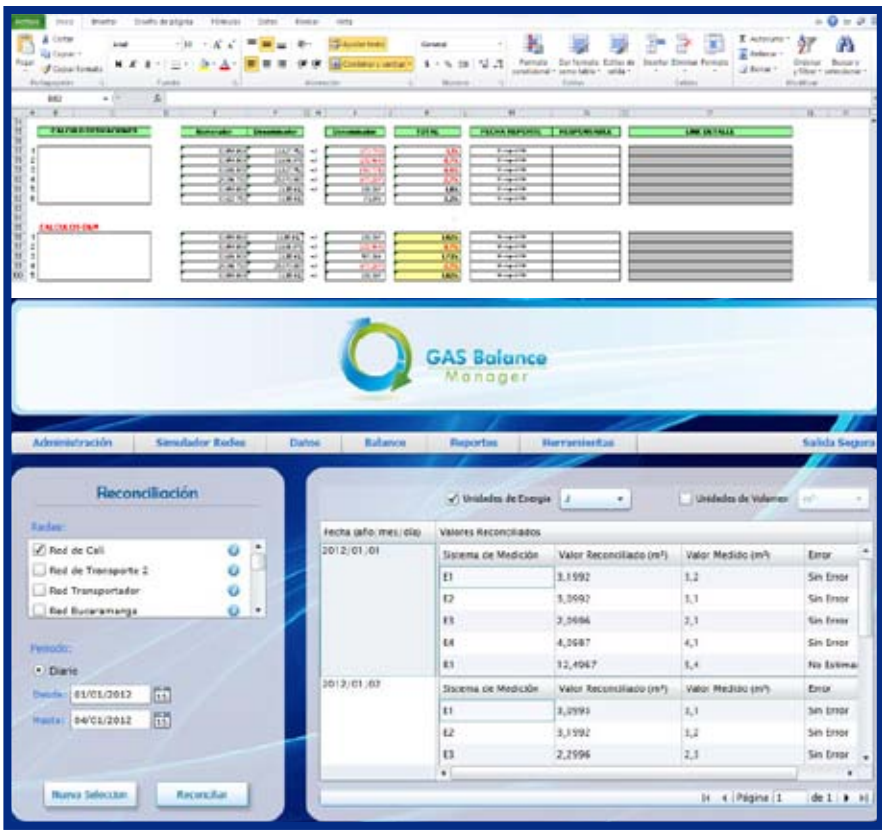


Figura 1. Pruebas y Validación del Software. Fuente: Corporación CDT de GAS.

ciones en magnitudes de Presión, Temperatura y Volumen, con el objetivo de brindar trazabilidad a su parque de medidores.

Para brindar una solución costo-efectiva, el CDT de GAS desarrolló los bancos de calibración necesarios, con el fin de ayudar en la consolidación de la infraestructura metrológica de GDO S.A. ESP.

Para atender los bajos caudales, el CDT de GAS desarrolló, previo a este proyecto, un banco de calibración, conocido como B-SONIC (Figura 2), el cual permite calibrar hasta 25.000 medidores por año haciendo hoy parte integral del laboratorio metrológico de GDO S.A. ESP.

No obstante, para lograr un control adecuado de las mediciones a bajo caudal, era necesario garantizar un mejor control sobre las presiones de la red de distribución de gas, variable fundamental para los cálculos de la facturación. Por tal razón, en el marco de desarrollo de este proyecto se propuso como solución tecnológica, el desarrollo de un banco de reguladores que le permitiera a GDO realizar ensayos para evaluar el desempeño y comportamiento estable de los elementos mecánicos implementados para la regulación del gas suministrado a los usuarios residenciales y comerciales. La evaluación de estos elementos pretende brindar mayor confiabilidad en la información recolectada y relacionada con la facturación por ciclos.

El banco, TRB-3727 Test Regulator Bench (Figura 3), está enfocado a atender y evaluar los requerimientos relativos al funcionamiento de reguladores de gas natural de única etapa. Por medio de este banco es posible la realización de pruebas de Verificación del Punto de Ajuste de la Presión de Salida del Regulador, Capacidad de Flujo, Histéresis, Bloqueo, Desempeño de la válvula de alivio y Hermeticidad. El alcance operativo de este banco está definido para reguladores con capacidad de flujo entre 0,016 y 10 m³/h, presión de 0,2 psi (1,37 kpa) a 120 psi (827,14 kpa) y diámetros de conexión de 0,5 in (0,0127m) a 1,5 in (0,0381m) pulgadas.

El TRB-3727 está conformado por tres sub-sistemas. El primero es la parte mecánica, en donde se realiza el desarrollo integral de los ensayos, la segunda es una herramienta informática a través de la cual se realizan los cálculos y se generan reportes de resultados y por último la automatización, la cual permite el control de los procesos y de la instrumentación. El banco incluye además, la instalación de tramos de tubería aguas arriba y aguas abajo para el acople al regulador, según lo especifica la norma y la conexión de la instrumentación.



Figura 2. B-SONIC
Fuente: Corporación CDT de GAS



Figura 3. Test Regulators Bench TRB-3727
Fuente: Corporación CDT de GAS

La herramienta de análisis de datos asociada al banco de reguladores permite la gestión de los datos y emisión de resultados para su facilidad tecnológica, logrando así mitigar las posibles causas que pueden afectar la calidad de los resultados finales. Algunas de las facilidades que esta herramienta presenta son: Generar Informe de Resultados de forma automática disminuyendo así el tiempo en la generación de resultados, Modificación del Formato de Resultados, lo cual permite actualizar la información contenida en el formato con el fin de incluir observaciones especiales identificadas durante los procesos de ensayos, y la Actualización de los Valores correspondientes los valores de incertidumbre Fuentes Tipo B (incertidumbre basada en la experiencia o en otras informaciones) para cada una de las magnitudes asociadas al proceso, debido a que pueden presentarse cambios de instrumentación, ajustes como producto de resultados de las calibraciones periódicas, etc.

Con respecto a los caudales medios de gas, a través del presente proyecto se desarrolló e integró al laboratorio de GDO, un nuevo Banco de Calibración tipo Prover (GMP1000) (Figura 4), utilizado para la calibración de medidores tipo rotativo, turbina y diafragma, con el fin de brindar confiabilidad a las mediciones de los usuarios comerciales, de pequeña y mediana industria, de las estaciones de gas natural vehicular y de las estaciones regulación y medición.

El Prover está compuesto por un Banco de Calibración que utiliza como patrón de calibración medidores Tipo Rotativo de última tecnología, el cual permite el aseguramiento de las mediciones de volumen de gas en un rango de 3 a 1000 m³/h, garantizando bajos niveles de incertidumbre (ceranos a 0,3% relativo al volumen con nivel de confianza del 95%). El gas utilizado para las calibraciones es aire a condiciones atmosféricas, el cual es suministrado, de acuerdo a los requerimientos de flujo, a través de un ventilador de alta presión y es ajustado automáticamente. Para el funcionamiento del Prover se programaron dos estrategias de control y adquisición de datos: una para la calibración de medidores y otra para el aseguramiento metrológico de los instrumentos secundarios. Cabe resaltar que este banco de calibración tiene la capacidad de realizar pruebas de fugas de manera semiautomática a presión positiva.

El Prover cuenta además con un PC utilizado como terminal HMI (Human Machine Interface) el cual permite monitorear los procesos de calibración y aseguramiento metrológico. Integra un software que posee la capacidad de realizar los cálculos y analizar los resultados de calibración, incluyendo la estimación de la incertidumbre asociada al error de los medidores. La herramienta computacional fue desarrollada para operar en una de las versiones de MS Excel, y se acopla a la plataforma MDM (Metrological Data Manager) “Software para la gestión de los proceso de calibración y emisión de resultados” desarrollado por el CDT de GAS.

Metrological Data Manager (MDM) cuenta con diferentes módulos que permite la gestión de los procesos y la emisión automática de resultados asegurados metrológicamente, siguiendo los lineamientos establecidos en la norma ISO/IEC 17025; además permite llevar a cabo control y rastreabilidad de la información para la toma correcta y oportuna de decisiones. Entre sus módulos se encuentran, Módulo Búsquedas, Módulo Servicios, Módulo Aseguramiento Metrológico, Módulo Documentos y Módulo Administración.



Figura 4. Gas Meter Prover GMP1000
Fuente: Corporación CDT de GAS

Para la calibración de medidores de alto caudal, no se desarrolló infraestructura alguna, en razón a los altas inversiones requeridas. Se desarrolló entonces un plan de formación de competencias para que los funcionarios de GDO S.A. ESP que se encuentran directamente vinculados con el cálculo del balance, apropiaran conocimientos y los aplicaran durante las auditorías que se llevan a cabo periódicamente en los puntos donde se realiza la transferencia de custodia del gas natural.

2.3. Sistema de gestión basado en la ISO/IEC 17025 para garantizar la calidad de los procesos de calibración y ensayos implementados.

Para los desarrollos tecnológicos integrados al laboratorio de metrología de GDO S.A. ESP se implementaron los requisitos y lineamientos exigidos por la ISO/IEC-17025, con el fin de obtener resultados técnicamente válidos para el control y mejora de las mediciones de gas, manteniendo la armonía y la correspondencia con el Sistema Integrado de Gestión Organizacional de GDO S.A. ESP.

Estos lineamientos fueron integrados por medio de Manual de Calidad, Manual de Cargos, Manual de Procedimientos Generales, Manual de Calibraciones, Manual de Equipos, Manual de Instructivos, Plantillas de Cálculo (integradas en los software asociados a cada banco), Registros de la última revisión del SGC, Certificados de Calibración, Listado de Equipos, Patrones, Programa de Calibración de Instrumentos, Valores numéricos de Temperatura, Humedad Relativa y sus respectivas tolerancias, Listado Maestro de Documentos SGC y Normas Técnicas.

La Corporación CDT de GAS de forma sinérgica con los responsables de los sistemas de gestión de GDO S.A. ESP, realizaron una serie actividades de preparación con el objetivo de integrar el sistema ISO-17025:2005.

Es importante resaltar que actualmente el Laboratorio de Metrología de GDO se encuentra acreditado ante el Organismo Nacional de Acreditación con la norma NTC/ISO 17025 en la magnitudes de Presión (34 kPa a 10342kPa), Temperatura (5 a 350 °C) y Volumen (0,016 a 10m³/h).

2.4. Estrategia de apropiación del conocimiento para GDO en metrología aplicada al control de balances.

A medida que avanza el desarrollo de los países se hace más evidente la necesidad de desarrollar competencias. Por tal motivo y debido a que en Latinoamérica el tema de la metrología aplicada a la industria toma cada día más importancia, se desarrolló un programa de capacitaciones con el fin de que los funcionarios de GDO S.A. ESP aprovecharan e integraran de manera eficaz al interior de la empresa las diferentes herramientas generadas durante el desarrollo del proyecto, en pro del mejoramiento del balance de las redes administradas.

El programa de formación, dirigido específicamente a aquellos funcionarios que participan de manera directa e indirecta en el control del balance, se dividió en tres niveles debido a la diversidad de funciones y nivel de conocimiento requerido para los responsables. Estos niveles fueron Técnico, Gerencial y Financiero.

El nivel técnico permitió el desarrollo de competencias en Metrología básica, tecnologías de medición, sistemas de medición, instrumentación, balance en redes de gas natural, buenas prácticas metrológicas y cálculos de balance. El nivel financiero estuvo enfocado al análisis, control y gestión de Balances, reglamentación y normatividad vigente, tecnologías de medición, metrología básica y técnicas de conciliación. Por último el nivel gerencial permitió obtener conocimientos en Resultados de diagnóstico inicial del balance, comportamiento del balance y toma de decisiones.

3. FORTALECIMIENTO DE LAS CAPACIDADES TECNOLÓGICAS DE LA CORPORACIÓN CDT DE GAS.

Con el objetivo de mejorar la calidad de los resultados obtenidos en Colombia en medición de volumen en redes de distribución de gas, y teniendo en cuenta que el Centro de Metrología de Fluidos del CDT de GAS brinda trazabilidad a la mayoría de las empresas del sector de gas natural en Colombia, se realizó la actualización de la infraestructura metrológica actual por medio del desarrollo de una facilidad tecnológica para la calibración de medidores másicos por el método gravimétrico que opera entre

3 y 1300 L/min con incertidumbres típicas del orden de 0,1% relativo al volumen.

Se realizó también la actualización del Patrón primario tipo Campana Gasométrica (Figura 5) con el objeto de mejorar la operación y disminuir la incertidumbre asociada a los resultados.

Dicha actualización incluyó el desarrollo del strapping (método de calibración del patrón primario), el cambio de instrumentación secundaria, la modificación de estrategia de adquisición y control de datos y el cambio del Sistema de Detección de Desplazamiento de la Campana. Adicionalmente, mediante este proyecto, se logró la optimización del patrón primario tipo Pistón (Figura 6) y del Banco de Alto Caudal del CDT de GAS, permitiendo al país contar con una infraestructura metrológica acorde con los parámetros internacionales.

Por último, se fortalecieron las relaciones interinstitucionales entre entidades colombianas y extranjeras, permitiendo apropiar conocimiento y tecnología de última generación en el área de metrología de fluidos orientada a la aplicación industrial y al control de los balances en las redes de distribución. Esto fue logrado por medio de pasantías de algunos funcionarios del CDT de GAS a institutos tecnológicos internacionales, entre los cuales se encuentran Instituto de Pesquisas Tecnológicas de Sao Paulo - IPT, en Brasil, Physikalisch Technische Bundesanstalt - PTB, en Alemania y Dutch Metrology Institute - VSL, en Holanda. Mediante estas pasantías se fortalecieron las competencias en el área de estadística aplicada a la metrología (IPT), metrología en flujo de fluidos y metrología química aplicada a las propiedades del gas natural (PTB y VSL).

Con respecto a la metrología aplicada a la distribución del gas natural puede mencionarse que se obtuvo información sobre el comportamiento operacional y metrológico de la redes de distribución de gas y de datos reales de redes nacionales, lo que permitió establecer patrones de comportamiento y desarrollar competencias sobre: **Análisis de redes de distribución**, permitiendo establecer los problemas típicos en las redes de gas nacionales; **Incertidumbre en balance de redes**, con lo cual se propuso una estrategia para estimación de incertidumbre de balances de redes de gas, siguiendo los lineamientos dados en la Guía para Estimación de Incertidumbre - GUM; e **Influencia de mezclas de gas natural en las redes de Gas de distribución**, analizando y comprendiendo el efecto en los cambios de composición de gas natural sobre sus propiedades y las posibles consecuencias en la facturación y los balances de energía en las redes de distribución.



Figura 5. CAMPANA GASOMÉTRICA
Fuente: Corporación CDT de GAS



Figura 6. PATRÓN TIPO PISTÓN
Fuente: Corporación CDT de GAS

En este sentido, la Corporación CDT de GAS coloca a disposición de la industria nacional nuevos servicios tecnológicos que mejoran las competencias y la productividad no sólo del sector gas, sino también a redes de agua y redes de hidrocarburos, entre otros.

5. CONCLUSIONES

A través de este proyecto se desarrollaron herramientas tecnológicas, basadas en la metrología de fluidos, el análisis estadístico, los modelos de gestión y la aplicación de TIC's, orientadas a la mejora del control de los balances en las redes de distribución de gas natural administradas por GDO S.A. ESP, de acuerdo con la regulación establecida y los estándares de calidad propios de esta concesionaria, fortaleciendo la equidad en sus clientes, en los procesos de medición y facturación, mitigando las pérdidas e identificando sus fuentes. Este logro permitirá a GDO potencializar su capacidad competitiva y establecer programas tendientes a atender otras regiones, incluyendo las internacionales, lo cual demuestra la importancia y conveniencia de aplicar recursos económicos y financieros para la investigación y el desarrollo tecnológico.

Los bancos piloto de medición desarrollados se convertirán en herramientas para la identificación de soluciones correctivas oportunas además de que brindarán trazabilidad en el occidente colombiano. El modelo desarrollado para la evaluación y control de los balances en la red de distribución de gas natural, incorporado en el *Gas Balance Manager - GBM*, es un producto innovador dentro del contexto colombiano, y permitirá identificar las diferentes fuentes que ocasionan las pérdidas No Controladas del energético, generadas por fugas y/o fraudes especialmente.

Se fortalecieron las competencias de los profesionales colombianos vinculados a las dos instituciones, lo cual permitirá incrementar la capacidad para ofrecer servicios tecnológicos integrales de alta competencia que impacten sobre la economía nacional, especialmente en el sector gas. Además, se estableció un plan de formación interna en GDO S.A. ESP haciendo transferencia del conocimiento y brindando las máximas competencias a los profesionales responsables del aseguramiento metrológico de la organización.

Proyectos de esta envergadura permiten concientizar el sector industrial colombiano de la importancia que representa la metrología de fluidos como elemento fundamental para el desarrollo y así gestar un cambio cultural que permita dirigir al país hacia una nueva era productiva, caracterizada por la apropiación de "conocimiento profundo" logrando mejorar la calidad de vida de nuestra sociedad.

6. REFERENCIAS

- [1] Resolución CREG 067 de 1995. "Código de Distribución de Gas Combustible por Redes".
- [2] Resolución CREG 057 de 1996. "Marco Regulatorio para el servicio público de gas combustible por red y para sus actividades complementarias".
- [3] Resolución CREG 046 de 2008. Modificación del numeral 5.39 del Código de Distribución de Gas Combustible por Redes.
- [4] BAGAJEWICZ, Miguel J. Smart Process Plants. Software and Hardware Solutions for Accurate Data and Profitable Operations. McGraw-Hill. 2010.
- [5] NARASIMHAN Shankar, JORDACHE Cornelius. Data Reconciliation & Gross error Detection. An intelligent use of process data. Gulf Publishing. 2000
- [6] ÖZYURT, Derya B. PIKE, Ralph W. Theory and practice of simultaneous data reconciliation and gross error detection for chemical processes. 2004.
- [7] Instituto Colombiano de Normas Técnicas [CONTEC, NTC-ISO/IEC 17025 "Requisitos Generales Para la Competencia de los Laboratorios de Ensayo y Calibración", 2005.

¿Es posible inferir la eficiencia de un proceso de combustión a partir de una inspección visual de la llama?

Jhon Freddy Alfonso Serrano (jalfonso@cdtdegas.com)

Corporación CDT de GAS

Resumen:

El rendimiento de un proceso de combustión se expresa como una relación entre la energía real entregada a un proceso y la suministrada por un combustible de acuerdo a su poder calorífico. Así, ya que ningún proceso en la práctica es ideal, las pérdidas de energía determinarán este rendimiento, ya sean producidas por los gases de combustión, los inquemados, la radiación, etc. A pesar de la complejidad que pueda representar la evaluación de estas pérdidas, existen métodos prácticos y simples que pueden permitir inferir la eficiencia de un proceso de combustión. La inspección visual de la llama generada, y por lo tanto su color, es uno de ellos y puede ser un indicativo y un método de evaluación rápida. Tonalidades específicas presentadas por una llama pueden entonces ayudar a establecer fallas en la combustión y las acciones a tomar.

Esta Sección ha sido ideada para atender con responsabilidad social, las inquietudes de nuestros asiduos lectores; esperamos dar respuesta, en cada una de nuestros volúmenes, a aquellas personas que nos escriban a revistamyf@cdtdegas.com

1. INTRODUCCIÓN

Los procesos de combustión son muy comunes en la vida diaria, desde la simple cocción de alimentos, pasando por el transporte hasta grandes actividades industriales. Visualmente, inferimos la combustión como un proceso en el que se genera fuego y asociamos su color de una forma general para describir la energía que este transmite o el calor que genera. Sin embargo, existen ciertos interrogantes sobre este particular fenómeno químico, para los cuales nos gustaría obtener respuestas concisas. Algunas de ellas son: ¿A qué se debe el color de una llama? ¿Por qué la luz emitida por ésta es azul o amarilla? ¿Una llama azul es símbolo de una combustión perfecta y eficiente? Por simples que parezcan estos interrogantes, sus respuestas enmarcan complejos análisis.

En este artículo se buscará dar respuesta a una pregunta específica, que a su vez busca responder a los anteriores interrogantes. Para ello, es necesario primero que todo, tener conceptos claros acerca de la naturaleza de una llama y de lo que implica. De esta forma, a modo de aclarar conceptos, se tratarán los temas de combustión y estequiometría de una reacción, para posteriormente relacionarlos con el significado del color presentado por una llama, tratando en la medida de lo posible en no incurrir en tecnicismos incomprensibles.

Buscando responder de forma clara al interrogante, se definirán los distintos matices de una llama a través de su dependencia con tres factores fundamentales: la temperatura de la llama, la relación de exceso de aire, y el tipo de combustible.

2. COMBUSTIÓN Y ESTEQUIOMETRÍA

La combustión puede definirse de forma sencilla como la reacción química durante la cual se oxida un combustible liberando una gran cantidad de energía que genera calor o luz en forma de llama, siendo generalmente el oxígeno tomado del aire la sustancia comburente.

Sin embargo, un combustible en contacto con oxígeno no es suficiente para iniciar la combustión, ya que este debe llevarse arriba de su **temperatura de ignición** para dar comienzo a la reacción por medio de una energía de activación puntual. Además, las proporciones de aire y combustible deben estar en un nivel adecuado para dar inicio a la combustión.

Frecuentemente, en el análisis de procesos de combustión, se emplea una relación que cuantifica las cantidades de combustible y aire, conocida como la **relación aire-combustible, AC**. Esta se conoce como la relación entre la cantidad del aire y la de combustible, representando la cantidad de aire utilizada por unidad de combustible durante un proceso de combustión, ya sea en una base molar o de masa. Por ejemplo, la proporción ideal de aire y combustible en un motor de gasolina es de aproximadamente 15 kg de aire por kg de combustible, siendo esta una relación ideal teórica que se conoce como **mezcla estequiométrica**, y que garantiza la reacción total de un combustible.

En ese sentido pueden conocerse cuatro tipos de combustión: una completa estequiométrica en la que se utiliza una cantidad justa de oxígeno que oxida todo el carbono; una completa con exceso de aire en la que se emplea mayor cantidad de oxígeno que el necesario, que impide la formación de monóxido de carbono; una incompleta con defecto de aire en la que el oxígeno no es suficiente para oxidar el carbono, y una incompleta con exceso de aire donde no hay una buena mezcla de reactantes produciendo monóxido de carbono y otros componentes tóxicos [1].

Esto se puede expresar por medio de otra relación muy empleada denominada **índice de exceso de aire (λ)** que relaciona el aire real utilizado en la reacción de combustión y el aire teóricamente necesario para llevar a cabo una combustión estequiométrica, que adquiere un valor igual a la unidad ($\lambda = 1$) cuando expresa la idealidad de la reacción. Es en este punto en donde se presenta la temperatura más alta posible de una reacción de combustión, ya que por simple balance de masa un incremento en la cantidad de aire, aumenta la cantidad de gases de combustión producidos que contienen, y se llevan gran parte del calor generado por la reacción y que se traduce en ineficiencia del proceso. En este caso, el aire en exceso actúa como un refrigerante de la reacción. Cuando se presenta deficiencia de aire, la temperatura también disminuye debido a que la energía química del combustible no es liberada totalmente.

En la práctica, es muy difícil obtener una combustión estequiométrica, ya que la mezcla aire-combustible no es perfecta y la cantidad de aire no es exacta. En ese sentido, generalmente se prefiere un exceso de aire que asegure la oxidación total del carbono y una mayor calidad

en la mezcla, ya que así, las pérdidas que se obtienen debido al exceso de aire son inferiores a las que se darían por la aparición de inquemados, como el monóxido de carbono (CO) como producto de combustión, que representaría una combustión incompleta y altamente peligrosa, debido a que el CO es un conocido por ser un gas inodoro, incoloro, inflamable y muy tóxico, causando la muerte cuando se respira a niveles elevados. Es por ello que en gasodomésticos generalmente se recomiendan valores de exceso de aire superiores a $\lambda=1.5$ [1].

¿Qué nos indica el color de una llama?

El fuego es el signo visible de una reacción de combustión. Sólo los gases pueden arder con llama directamente, ya que esta solo tiene lugar en la fase gaseosa de un combustible. Para el caso de combustibles sólidos o líquidos, esta fase ocurre por encima de su superficie. La combustión de sólidos se produce mediante llamas o brasas, esta última siendo un fenómeno de combustión superficial que libera menos calor y no produce una llama visible.

En combustibles líquidos, para que se produzca la combustión es necesario que el líquido se gaseifique, así, la probabilidad de ignición es mayor en líquidos cuya ebullición ocurra a menor temperatura. [2]

Como se mencionó anteriormente, existen diversos factores que influyen la coloración característica de una llama generada por el proceso de combustión de un hidrocarburo. Estos son principalmente: la temperatura de la llama y el exceso de aire; factores dependientes entre

El color de una llama, en primer lugar, depende de su temperatura, ya que esta es proporcional a la cantidad de calor desprendido y por lo tanto a la cantidad de radiación emitida.

El color de la llama es relativo o indicativo de su temperatura, dependiendo del tipo de combustible y de las condiciones específicas de cada reacción.

sí, que se explica con el concepto de la relación aire-combustible y por último, el tipo de combustible, debido a su cinética química.

El color de una llama, en primer lugar, depende de su **temperatura**, ya que esta es proporcional a la cantidad de calor desprendido y por lo tanto a la cantidad de **radiación** emitida.

La radiación térmica envuelve transferencia de calor por ondas electromagnéticas confinadas a la “sección” visible del **espectro electromagnético**. A medida que un cuerpo es calentado su temperatura aumenta, perdiendo calor por convección y radiación, hacia el ambiente.

La convección es predominante a bajas temperaturas (menor a 200°C) pero arriba de los 400°C, predomina la radiación térmica. A una temperatura de 550°C, un cuerpo emite suficiente radiación dentro de la región visible del espectro, adquiriendo un brillo rojo opaco. Con el incremento de la temperatura, el color cambia, presentándose tonalidades entre rojo opaco (700°C), rojo escarlata (900°C), naranja (1100°C) y blanco (1400°C). [3]

Así, de forma similar a la radiación emitida por un cuerpo, a mayor temperatura de llama, se emite luz de mayor frecuencia y por tanto luz de menor longitud de onda y mayor radiación. En este caso, teniendo en cuenta que el color que se percibe por el ojo humano como azul, tiene una menor longitud de onda que el percibido como rojo, haciendo referencia al **espectro de luz visible** (Figura 1), se deduce que, por ejemplo, el gas natural desprende mayor cantidad de calor en la reacción de combustión que el gasóleo, a pesar de que su **poder calorífico** sea similar, lo que se evidencia en el color de llama ideal para cada caso. Así, la frecuencia de luz emitida por una llama y por tanto el

color percibido, es proporcional al calor que esta desprende, existiendo una correlación entre calor y temperatura.

Sin embargo, una temperatura específica de la llama no necesariamente determina su color ya que la **radiación de cuerpo negro**² no es el único factor de incidencia en este aspecto. De hecho, podría decirse que el color es casi independiente de la temperatura de la llama. Por ejemplo, en casos en los que se sustituye el aire por oxígeno puro (Oxicombustión³, recordando que el aire es una mezcla compuesta principalmente de oxígeno y nitrógeno, como en el caso de sopletes), la llama aumenta su temperatura y obtiene una mayor intensidad, pero sigue teniendo una tonalidad azul. En este sentido, podemos deducir que el color de la llama es relativo o indicativo de su temperatura, dependiendo del tipo de combustible y de las condiciones específicas de cada reacción.

Otro factor muy importante en una llama de hidrocarburo es el **suministro de oxígeno**, haciendo referencia a las condiciones de estequiometría de una reacción específica, además del grado de pre-mezcla de los reactantes. Por lo tanto, es necesario definir dos tipos de llama: en una **llama de difusión**, tanto el oxígeno como el combustible se ‘difunden’ entre sí produciéndose la llama inmediatamente se produce la mezcla, como en el caso de una vela común, tomando un ejemplo. Una ventaja de este tipo es la longitud de llama alcanzada que es a veces requerida, sin embargo, se obtiene una menor temperatura y se produce hollín. El otro tipo es el de **llama de premezcla** en el que el oxígeno es mezclado con el combustible previamente.

Este último tipo, permite garantizar un exceso de aire ideal y es empleado en la combustión de gases de alto poder calorífico, debido a la alta necesidad de oxígeno y a que puede consumirse gran cantidad de gas de forma óptima. Además, este tipo de llama permite alcanzar temperaturas más altas, concentrando la fuente de calor sin generar hollín, aunque debe garantizarse una entrada de aire primario precisa para que no se produzcan fenómenos de **desprendimiento** o **retroceso de la llama**, fenómenos presentados

² Concepto que se relaciona con la radiación emitida por un cuerpo ideal, cuyo espectro depende exclusivamente de su temperatura.

³ Caso particular de combustión en el que se emplea oxígeno puro, que aunque aumenta la temperatura de la llama, evita la formación de los conocidos NO_x , formados a altas temperaturas y altamente contaminantes.

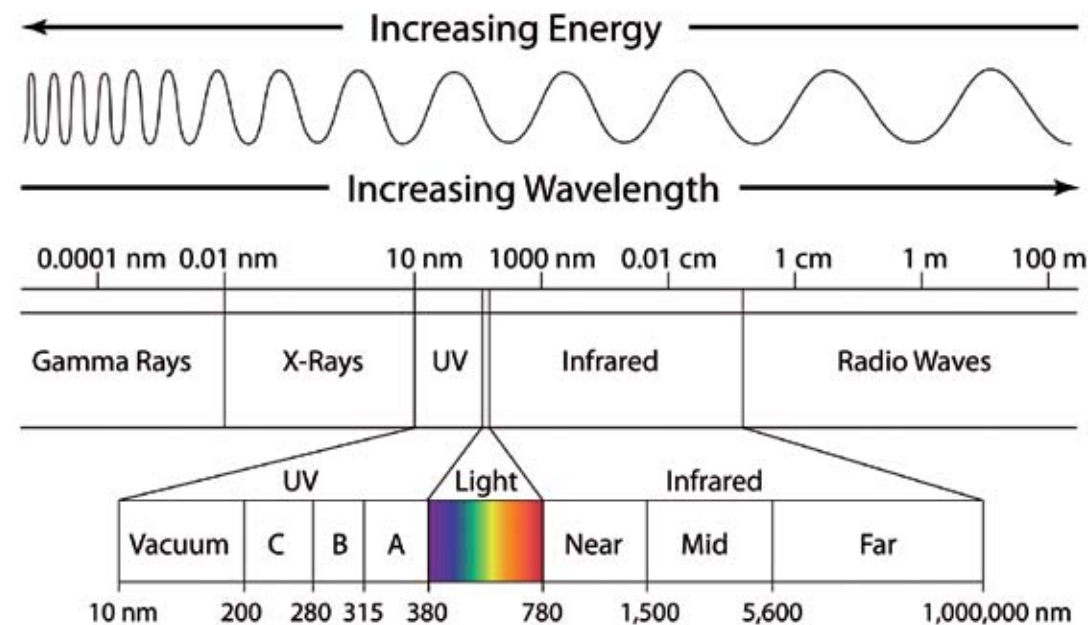


Figura 1. Espectro de luz visible¹

¹ Electromagnetic Spectrum. Fuente: Window Image - Window Films for Residential and Commercial applications. Copyright 2011. URL: <http://www.windowimage.sg/about/#spectrum>.

cuando existe un desequilibrio entre la velocidad de avance de la llama y la de salida de la mezcla de un quemador [1].

Un mechero Bunsen⁴ es un ejemplo claro del factor de aireación en la combustión y que es muy empleado en pruebas de laboratorio. Es fácilmente apreciable el cambio en el color de la llama dependiendo del suministro de oxígeno del aire. De acuerdo a la Figura 2, bajo condiciones estándar, en el primer escenario de cierre total del suministro de aire de premezcla, el mechero arde con llama amarilla. Esto se debe a la incandescencia de partículas de hollín que se producen en la llama, debido a la incorrecta combustión de los hidrocarburos que componen el gas combustible, producido por un exceso de gas o deficiencia de aire.

Ahora, una llama presenta diferentes tonalidades de acuerdo a la cantidad de aire presente y su temperatura. Por ejemplo, en el caso de una llama de difusión, la parte más ‘fría’ tenderá a presentar un color rojizo debido a una combustión incompleta, con transiciones en el espectro de luz visible a medida que aumenta su temperatura. El color blanco de una región de llama representa la sección más caliente.

A su vez, cabe destacar que dependiendo de la calidad de la mezcla aire-combustible se presentará una mayor **velocidad de propagación** de la llama, descrita como la velocidad a la cual se produce la combustión y que depende de la proporción entre combustible y comburente en la premezcla y de la temperatura de esta, siendo un aspecto de gran importancia en la **estabilidad** de la llama [1]. Esto puede apreciarse con facilidad en la Figura 2.

En tercer lugar, por otro lado, cada combustible genera un color de llama característico, así, al quemar gas natural o algún gas licuado la llama obtendrá una tonalidad azul en situaciones cercanas a la estequiometría, tal como se aprecia en un mechero de Bunsen. Ahora, experimentalmente, al quemar gasóleo (Gasoil) o combustóleo (Fueloil), la llama resultante será de color amarillo en una mezcla ideal.

El color característico amarillo luminoso es el efecto claro de la emisión de diminutas partículas de carbón u hollín, con diámetros del orden de entre 10- 100 nm que se forman dentro



Figura 2. Tipos de llama en un mechero Bunsen dependiendo del flujo de aire. 1. Válvula de aire cerrada. 2. Válvula medio cerrada. 3. Válvula semi-abierta. 4. Válvula abierta al máximo⁵.

de la llama, principalmente del lado del combustible de la zona de reacción. Estas pueden ser consumidas a medida que pasan la región oxidativa, de lo contrario escapan de la llama para formar humo o cenizas. Las partículas de hollín que quedan dentro de la llama, alcanzan altas temperaturas y se comportarán como un diminuto cuerpo negro. El espectro resultante emitido desde la llama será continuo, y la potencia emisiva neta será una función de la concentración de partículas y el espesor de la llama. [3]

A medida que se incrementa la entrada de aire se produce menos hollín con radiación de cuerpo negro en la llama ya que la combustión es más completa, por lo que se crea una energía suficiente para excitar las moléculas del gas, que da lugar al color azul característico. En el caso de combustión completa con premezcla, el color se produce por la emisión de radicales excitados en la llama, que emiten una luz con longitud de onda inferior a los 560 nm (Figura 1) correspondientes a tonos azules y verdes del espectro visible. Para el caso analizado, ya que el gas natural es considerado más ‘limpio’ que el Gasoil, a su vez su combustión es más limpia y sin tantas partículas de hollín y con mayor temperatura. De esta forma se explican los colores característicos en la llama de cada tipo de combustible y por lo tanto dependerá de la sustancia que se quema.

Otro aspecto influyente es la cinética química.

Las reacciones de combustión que conocemos a partir del estudio teórico en realidad son simplificaciones de la totalidad de las reacciones que realmente ocurren. Por ejemplo, en la combustión de metano, típicamente se simplifica la reacción a metano y oxígeno como reactivos y a dióxido de carbono y agua como productos mediante un balance de masa básico. Sin embargo, el proceso global es mucho más complejo, involucrando gran cantidad de reacciones intermedias en cadena, por lo que el mecanismo por el cual tomo lugar la reacción global “implica una serie de pasos elementales en las que fragmentos moleculares altamente reactivos (radicales como ‘OH o CH₃’) toman parte. Estos radicales tienen una existencia transitoria dentro de la llama y son responsables del rápido consumo del combustible [3]” liberando a su vez cierta cantidad de energía con una longitud de onda particular a cada tipo de radical, que resulta en la emisión de luz visible característica de cada combustible.

Como un resumen final, la Tabla 1 indica la forma y color de llama obtenida para dos tipos de combustible empleados comúnmente (Gas natural y Fueloil) dependiendo del exceso de aire. Es importante tener en cuenta además, que dependiendo del tipo de combustible, se presentan colores de llama distintos.

¿Combustión sin llama?
Nuevas tecnologías se imponen en la actualidad cuando hablamos de combustión, todas ellas buscando incrementar la eficiencia de un proceso.

El color de la llama depende principalmente de 3 aspectos fundamentales: la temperatura de la llama, la relación aire-combustible y el tipo de combustible.

Entre ellas podemos encontrar la **Oxicombustión** que se menciona anteriormente, la **Combustión en medio poroso** (donde se pueden obtener temperaturas superiores a la de flama adiabática), la **Microcombustión** (para aplicaciones de micropotencia y con densidad de energía muy superior a las entregada por una batería de litio) o la tecnología de **Combustión sin llama**. [5]

Sin entrar en detalles, la **Combustión sin llama** es una reacción en la que no existe un frente de llama, se producen emisiones contaminantes muy bajas y se presenta una cinética química diferente.

Suministro de aire	Tipo de Combustible	
	Gas natural	Fueloil
Deficiencia de aire	Llama con tendencia amarilla	Llama con tendencia oscura
Aire correcto	Llama celeste con leves puntas rosadas	Llama rojiza o amarillenta brillante
Exceso de aire	Llama muy azul y semitransparente	Llama muy clara y brillante

Tabla 1. Forma y color de llama en relación al exceso de aire en la combustión de Gas natural y Fueloil⁶.

⁴ El mechero Bunsen es un instrumento empleado en laboratorios para calentar muestras químicas. Es un quemador de premezcla de aire y gas, inventado por Robert Bunsen.

⁵ Bunsen Burner Flame Types. Author: Arthur Jan Fijalkowski (WarX) using Open Source software and released under GFDL. Copyright 2005. URL: <http://artundergroundstl.org/?cat=8#>

⁶ Ver Referencia [4]. Esquema original tipo jerarquía. Modificado por Autor.

Básicamente se obtiene cuando la temperatura de los reactivos alcanza un valor mayor al de autoignición del combustible empleado y a concentraciones de oxígeno en la zona de reacción por debajo del 15%, caso contrario al de una combustión ordinaria. Esta tecnología tiene algunas ventajas como la distribución de temperatura y de transferencia de calor uniforme con muy bajas emisiones de CO y NO_x. Así, aunque el signo visible de una reacción de combustión sea la llama, puede comprobarse de esta forma que la combustión de un hidrocarburo no necesariamente implica su formación.

3. CONCLUSIONES

El color de la llama depende principalmente de 3 aspectos fundamentales: la temperatura de la llama, la relación aire-combustible y el tipo de combustible. El primero debido a la radiación emitida que genera longitudes de onda dentro del espectro de luz visible interpretadas por el ojo humano como colores específicos. El segundo debido a la formación de hollín en la llama cuando hay deficiencia de aire o directamente relacionado con la energía perdida en los gases de combustión que a su vez implican una relación con la temperatura. El tercero debido a la composición de cada gas combustible y su cinética química.

Tomando como ejemplo clave el gas natural, se explica el color celeste de la llama como la condición ideal de combustión. Tonalidades rojizas, naranjas o amarillas son un indicativo de una combustión incompleta, por lo que debe ajustarse la entrada de aire empleando generalmente quemadores de premezcla. Sin embargo, debe emplearse un exceso de aire superior al 20-30% para evitar la formación de monóxido de carbono (CO) generados por inquemados, siendo altamente tóxico y de óxidos de nitrógeno (NO_x) generados por altas temperaturas de llama y que contribuyen al calentamiento global y a la formación de lluvia ácida. Excesos de aire muy grandes adquieren una tonalidad muy azulada y semitransparente que representan ineficiencia del proceso de combustión debido al aumento de las pérdidas por gases de combustión.

A excepción de tecnologías como la combustión sin llama, en la práctica y respondiendo directamente al interrogante planteado, en la mayoría de los casos es posible inferir la calidad de la combustión en cualquier proceso a partir del color de la llama, independientemente de la potencia generada.

Sin embargo, debe tenerse en cuenta que “las variaciones de color también pueden producirse por otras razones, engañosas a la vista, como cuando hay un mezclado incorrecto de los reactivos. Por lo tanto la visualización sirve como indicativo y de evaluación rápida, pero nunca debe tomarse como parámetro de buen funcionamiento sin realizar un análisis de gases periódicos [4]”, por lo que debe emplearse un analizador de gases de combustión para detectar directamente ineficiencias y problemas mayores.

4. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Asociación Española del Gas - SEDIGAS. Especificaciones técnicas de Sedigas para personal de pruebas previas, puesta en servicio e inspección periódica. Tema 6: Combustión de los aparatos de gas. Revisión 00. 2011.
- [2] Centro de Investigación y Seguridad Vial MAPFRE - CESVIMAP. Investigación de Incendios en Vehículos. Capítulo 1: El fuego y el calor. p. 8,14.
- [3] Dougal Drysdale. An introduction to fire dynamics. Second Edition. John Wiley & Sons. p. 23, 24, 52, 53, 69. Traducido por el Autor.
- [4] FIMACO S.A. Equipamientos para la industria. Seminario Aparatos Sometidos a presión. Capítulo 4: Combustión. p. 9.
- [5] Andrés Amell Arrieta. Tendencias Tecnológicas en Combustión. IV Jornada de Ingeniería en Energía UNAB: Tendencias Tecnológicas en Combustibles. Universidad de Antioquia. Facultad de Ingeniería. 2012.



www.cdtdegas.com

**“El ERROR no es una vergüenza sino
una herramienta...**

**El foco, por lo tanto, no puede estar en el error
sino en el APRENDIZAJE”.**



Corporación CDT de GAS
Centro de Desarrollo Tecnológico del GAS