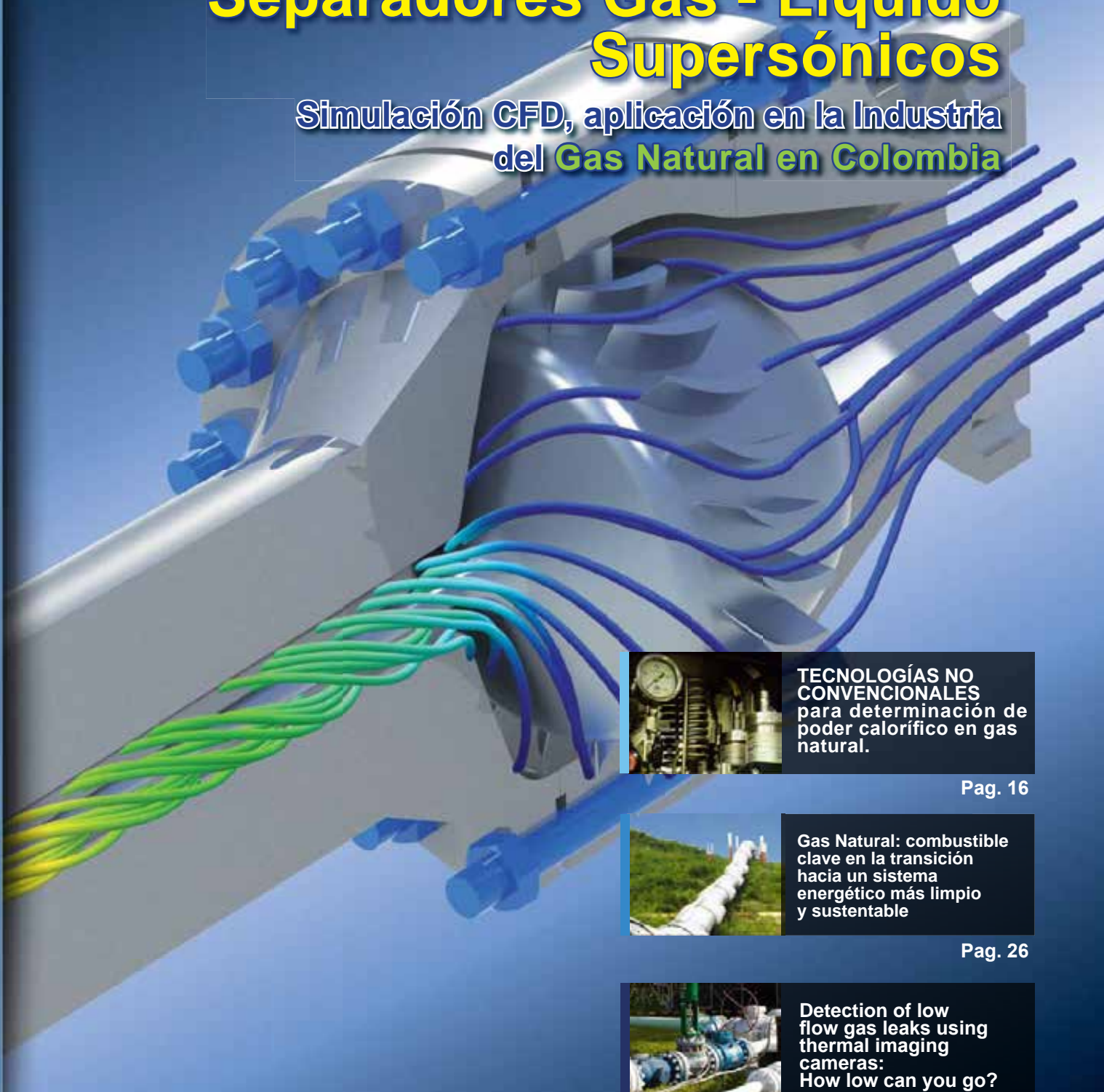


## Separadores Gas - Líquido Supersónicos

Simulación CFD, aplicación en la Industria  
del Gas Natural en Colombia

ISSN 2145-5716

Revista Semestral, Especializada en la Aplicación de la Metrología de los Fluidos



**TECNOLOGÍAS NO CONVENCIONALES** para determinación de poder calorífico en gas natural.

Pag. 16



**Gas Natural:** combustible clave en la transición hacia un sistema energético más limpio y sustentable

Pag. 26



**Detection of low flow gas leaks using thermal imaging cameras:** How low can you go?

Pag. 44

## PARTICIPA EN LA CONFERENCIA SUDAMERICANA DE MEDIDORES ULTRASÓNICOS 2012.

La Conferencia está estructurada para permitir el análisis abierto sobre las mediciones ultrasónicas desde el punto de vista del usuario. Fabricantes ofrecerán temas importantes tales como:

- Resultados recientes de investigación sobre los efectos de instalación
- Diagnósticos de medidores ultrasónicos
- Acondicionamiento del flujo
- Los últimos avances en tecnologías de medidores ultrasónicos

La Conferencia Internacional de Medidores Ultrasónicos 2012 se llevará a cabo del 10 al 12 de octubre en el Hotel Los Tajibos & Centro de Convenciones en Santa Cruz, Bolivia. Se impartirán cursos de capacitación del 2 al 9 de octubre:

- Medición Avanzada de Hidrocarburos (2 al 5)
- Control de Procesos Estadísticos (3 al 4)
- Fundamentos de medidores ultrasónicos de Gas y Líquidos (8 al 9).

Para más información de la Conferencia Internacional de Medidores Ultrasónicos o para inscribirse en línea en los cursos de capacitación, visite <https://www.ceesi.com/register> o si lo prefiere, puede inscribirse llamando al Hotel Los Tajibos, Departamento de Eventos, contactar a la Sra. Patricia Saucedo al Tel 342-1000 interno 5307.



Pag. 6

**MEJOR CAPACIDAD DE MEDIDA**  
Y la Capacidad de Medida y Calibración



Pag. 16

**TECNOLOGÍAS NO CONVENCIONALES**  
para determinación de poder calorífico en gas natural. Técnicas estandarizadas para su validación metrológica. (Parte I)



Pag. 26

**GAS NATURAL**  
Combustible clave en la transición hacia un Sistema Energético más limpio y sustentable



Pag. 34

**SEPARADORES GAS-LIQUIDO SUPERSONICOS**  
Simulación CFD, aplicación en la Industria del Gas Natural en Colombia.



Pag. 44

**DETECTION OF LOW GAS**  
Leaks using Thermal Imaging Cameras: How low can you go?



Pag. 52

**METODOLOGÍAS PARA LA CUANTIFICACIÓN**  
del Caudal de Fugas en componentes y equipos de la Industria del Gas Natural.



Pag. 58

**BALANCES EN EL TRANSPORTE DE CRUDO**  
¿Afecta la Expansión Volumétrica?

# “CENTROS REGIONALES DE METROLOGÍA”

Editorial

En Colombia continuamos adelante con la diseminación de las inmensas bondades que nos aporta la Metrología para el desarrollo del país; es un papel preponderante del recientemente creado Instituto Nacional de Metrología (INM). Es evidente también, y por supuesto de resaltar, que el número de laboratorios que se consolidan y acreditan con el Organismo Nacional de Acreditación de Colombia (ONAC), es cada vez mayor y crece vertiginosamente, quizás como una muestra de la confianza inversionista que actualmente tiene Colombia.

Como es natural, consolidar un “confiable proceso metrológico”, no es solamente adquirir equipos e infraestructura y colocarlas al servicio del país; es necesario también, apropiarse del conocimiento y resulta imposible hablar de Conocimiento, sin hablar al mismo tiempo de su alma gemela... el Aprendizaje. En este sentido, pienso que acondicionar laboratorios de metrología (sin procesos serios de aprendizaje institucional) -por el sólo hecho de ver en ellos una fuente de rentabilidad dentro del marco de la libre competencia- puede resultar en un error de inmensurables consecuencias para el desarrollo tecnológico del país, y estoy seguro que como ciudadanos, debemos velar desde nuestras instituciones, por ejercer un control que facilite la interiorización de las bondades de la Metrología, con el apoyo de la ciencia y la tecnología, en especial, haciendo énfasis, dentro de la formación de la cultura de nuestros hijos, y de los hijos de nuestros hijos.

Creo conveniente entonces, que desde el Instituto Nacional de Metrología (INM), se genere el “ejemplo” y las directrices para desarrollar procesos serios y confiables, que enmarquen, entre otras, la sensibilización metrológica al interior de nuestras familias, de nuestras escuelas, colegios, universidades, industrias y en general de nuestras sociedades regionales y nacionales.

Hago un llamado desde esta columna, para que desde el INM se generen las iniciativas que permitan, desde las Regiones, aprovechar “positiva y respetuosamente” los inmensos recursos económicos disponibles en el marco de la nueva Ley de Regalías, y es COLCIENCIAS -gestor de conocimiento, de tecnología y de innovación- quien debería ser llamado a acompañar al INM para generar las estrategias que estructuren programas, líneas de investigación y macro-proyectos, que permitan, en razón a la priorización de necesidades, la creación y consolidación de los CENTROS REGIONALES DE METROLOGÍA, entidades que

deberían ser llamadas, a apoyar las Políticas del INM y que dentro de las Regiones, velen por la transparencia en los procesos metrológicos que permiten brindar trazabilidad al Sistema Internacional de Unidades garantizando herramientas tecnológicas para mejorar nuestra productividad y competitividad nacional.

Finalmente, los invito a disfrutar de esta sexta entrega de MET&FLU, que por primera vez, incluye un documento en idioma Inglés... buscamos incentivar el interés por continuar apropiando una segunda lengua dentro de nuestra cultura nacional.

**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

## 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



Como oportunamente informamos a nuestros lectores, en la 5ta edición se editó el artículo ¿Qué son y cómo se estima La mejor Capacidad de Medida y la Capacidad de Medida y Calibración?.

Este artículo presentó errores de diagramación y por la relevancia de su contenido, el Comité Editorial decidió presentarlo nuevamente en la sección de Tecnología de esta sexta edición.

Ofrecemos nuestras más sinceras disculpas.

Editorial

## ¿Qué Son y Cómo se Estima La Mejor Capacidad de Medida y la Capacidad de Medida y Calibración?

Jorge Reyes (jreyes@cdtdegas.com)  
David Antolínez (fantolinez@cdtdegas.com)  
Corporación CDT de GAS



### Abstract:

*In the present article the terms best measurement capability and calibration and measurement capability are described. It describes the aspects that have to be considered in order to estimate the best measurement capability and calibration and measurement capability. The same way, an overview of the usages in the international environment its shown, focused in the harmonization of them. As the final part of the document two cases are discussed as examples, related to the estimation of the calibration and measurement capability applied to pressure.*

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.

### 1. INTRODUCCIÓN

Es clara la importancia que tienen las correctas mediciones para las empresas desde el punto de vista de los sistemas de gestión de calidad, como de la calidad de los productos y servicios, lo cual está directamente asociado a sostenibilidad de mismas[1]. Una buena parte de los aspectos necesarios para garantizar las correctas mediciones son los procesos de calibración de los instrumentos de medida[2]. El primer paso dentro de este proceso es la selección del laboratorio adecuado para realizar dichas calibraciones. Uno de los parámetros a considerar dentro de la selección, es la calidad de los resultados emitidos por el laboratorio. Comúnmente la calidad se ve reflejada en la incertidumbre de medida de los resultados de calibración. Por lo anterior existen dos términos que permiten mostrar las capacidades de los laboratorios de calibración. Estos términos son “Mejor Capacidad de Medida” y “Capacidad de Medida y Calibración”.

Dentro de este contexto en el presente artículo se presentan las definiciones y campos de aplicación de estos términos. Igualmente se muestran los aspectos a considerar para estimarlos. Seguidamente se muestra un panorama de las tendencias internacionales de armonización de los términos, en particular en el campo de acreditación. De la misma manera se da un breve panorama del proceso colombiano en dicho aspecto.

Finalmente se muestran dos ejemplos numéricos asociados a la calibración de instrumentos de presión. En dichos ejemplos se muestra que los aportes asociados al instrumento en calibración, y el método no pueden ser despreciados. Cuando estos aportes no se consideran (se desprecian) se llegan a valores de mejor capacidad de medición y capacidad de medida y calibración subestimados. Lo anterior conlleva a inconsistencias tales como laboratorios secundarios mostrando capacidades iguales o superiores a institutos nacionales de metrología, o laboratorios con patrones primarios y falta de comparabilidad de los resultados durante procesos de comparación. Estos problemas asociados a incorrectas interpretaciones o cuantificaciones de los términos en cuestión, derivan en confusiones para los clientes de los servicios de calibración, pérdida de confianza entre clientes y proveedores a nivel industrial, además de dificultades en el intercambio comercial regional e internacional.

### 2. DEFINICIONES

Como primer paso dentro del desarrollo del contenido del presente documento se presentan

las definiciones de los términos a tratar. Se inicia presentado la definición del término “Mejor Capacidad de Medición” y posteriormente la definición del término “Capacidad de Medición y Calibración”

#### 2.1. Mejor Capacidad de Medición

El término Mejor Capacidad de Medición (MCM) también denominado Capacidad Óptima de Medida (COM) (en inglés “Best Measurement Capability BMC”) es un término asociado a la capacidad (calidad en términos de incertidumbre) de realizar una determinada medición en diferentes campos de aplicación de la metrología[3]-[5]. Dentro de estos campos de aplicación se destaca el uso del término por lo organismo de la comunidad internacional de acreditación liderada por “The International Laboratory Accreditation Cooperation” ILAC, donde el término se define como:

- La incertidumbre de medición más pequeña que un laboratorio puede lograr dentro del alcance de su acreditación, cuando realiza calibraciones más o menos rutinarias de patrones de medición casi ideales, con el objetivo de definir, materializar, conservar o reproducir una unidad de la magnitud o uno o más de sus valores; o cuando realiza calibraciones más o menos rutinarias de instrumentos de medición casi ideales diseñados para la medición de la magnitud [3],[4].

En este orden de ideas la determinación de la MCM es la estimación de incertidumbre del proceso de calibración de un instrumento prácticamente ideal. Es claro que dicha estimación no puede llevarse a cabo si no posee un pleno conocimiento de la confiabilidad, complejidad, cálculos y robustez del proceso de calibración. Para obtener la MCM se considera la incertidumbre que aporta, al menos, cada uno de los siguientes aspectos [4] (varios de las cuales no son tenidos en cuenta por creer que al considerar el patrón y/o el instrumento bajo calibración como equipos ideales, o casi ideales, no deberían aportar a la estimación):

- Trazabilidad de los patrón(es) e instrumentos asociados al proceso de medición
- Modelo de medida
- Deriva
- Estabilidad
- Método (Exactitud, repetibilidad, reproducibilidad)
- Condiciones Ambientales (ambientales, montaje, conexión, configuración)
- Personal (competencia)

Como se puede observar, la determinación de la MCM incluye la incertidumbre de los diversos aspectos asociados al proceso de calibración.

Por lo tanto, es claro que no es suficiente considerar solo la incertidumbre asociada a la trazabilidad del patrón o la clase de exactitud de los instrumentos utilizados en el proceso de calibración. Incluso es insuficiente solo considerar las fuentes asociadas a las características técnicas de los elementos utilizados dentro de calibración, estimadas como fuentes de incertidumbre tipo B, ya que se subestima el valor de la MCM. Esta subestimación se debe, a que se omiten incertidumbres que pueden tener aportes considerables como las asociadas a la repetibilidad y reproducibilidad del método y/o banco de calibración, las condiciones ambientales y la competencia del personal.

*La principal diferencia radica en que la determinación de la capacidad de medida se realiza asumiendo un instrumento bajo prueba ideal o casi ideal. Hablando cuantitativamente, esto implica que la incertidumbre que aporta el instrumento bajo prueba es igual a cero (aclarando que tal dispositivo no existe)[6].*

## 2.2. Capacidad de Medición y Calibración

El término Capacidad de Medición y Calibración (CMC), Calibration and Measurement Capability), ha sido desarrollado en un ambiente más restringido, asociado a los institutos nacionales de metrología INM dentro del marco de los acuerdos de reconocimiento mutuo (MRA) acordados con el comité internacional de pesas y medidas (CIPM). Este concepto se define como:

*Una determinación objetiva de la influencia del instrumento en la CMC se puede obtener con una comparación con otros laboratorios, circulando un patrón similar al mejor instrumento que se desea calibrar[6]. Otra es que el laboratorio realice calibraciones sucesivas con instrumentos de buenas características metrológicas, similares a los mejores que se podrían calibrar.*

- La capacidad de medición y calibración (expresada en términos de incertidumbre) que está disponible a los usuarios bajo condiciones normales, tal como se publica en la lista de servicios de un INM o en el alcance de calibración de un laboratorio[6],[7]. Además deberá ser: a) Llevada a cabo de acuerdo a un procedimiento documentado y un presupuesto de incertidumbres establecido bajo un sistema de calidad y b) Disponible para todos los clientes[4].

Se puede observar en la definición, que este es un concepto más cercano a la realidad del proceso de calibración. Esto en razón a que no considera instrumentación ideal, sino el posible mejor instrumento que el laboratorio pueda calibrar.

## 3. ANÁLISIS COMPARATIVO

Una vez aclarados los términos y el campo de aplicación dentro del cual surgieron, a continuación se tratan las diferencias asociadas a los mismos. La principal diferencia radica en que la determinación de la capacidad de medida se realiza asumiendo un instrumento bajo prueba ideal o casi ideal. Hablando cuantitativamente, esto implica que la incertidumbre que aporta el instrumento bajo prueba es igual a cero (aclarando que tal dispositivo no existe) [8].

De otro lado la estimación de la CMC incluye el desempeño metrológico del dispositivo bajo prueba (resolución, repetibilidad, etc.). En ese orden de ideas el laboratorio no puede pasar por alto las fuentes de in-

certidumbres asociadas con el comportamiento del instrumento en calibración. De lo anterior se deriva que lo más adecuado es identificar el mejor instrumento (más alto nivel en las características de desempeño metrológico como la clase de exactitud, resolución, etc.) que puede ser calibrado por el laboratorio de acuerdo con sus patrones y procedimientos[6]-[8]. Una determinación objetiva de la influencia del instrumento en la CMC se puede obtener con una comparación con otros laboratorios, circulando un patrón similar al mejor instrumento que se desea calibrar[8]. Otra es que el laboratorio realice calibraciones sucesivas con instrumentos de buenas características metrológicas, similares a los mejores que se podrían calibrar. No es necesario incluir

en la CMC los efectos que tenga el transporte del instrumento bajo prueba antes y/o después de su calibración, ni su estabilidad a largo plazo (deriva)[6],[7].

Es claro de lo anterior, que la MCM siempre es menor que la CMC (por considerar los aportes de medidor bajo prueba a la incertidumbre de medida). La otra diferencia a considerar como ya se mencionó, es el ámbito en el cual se crearon y aplicaron los términos. Por un lado el uso de CMC se da a nivel de INM, como herramienta dentro

de procesos de comparaciones internacionales, y para difundir la trazabilidad como entidades líderes dentro de cada uno de sus países. De otra parte el uso de MCM se aplicaba más a nivel de acreditación de laboratorios, que son los encargados de llevar la trazabilidad a los usuarios finales. Dado que, tanto los INM como los laboratorios acreditados tienen desde perspectivas diferentes un objetivo común de brindar trazabilidad, y para evitar las confusiones al respecto de las diferencias en la forma como ellos reportan sus capacidades (MCM y CMC), se viene realizando esfuerzos con el fin de llegar a un punto de armonización para la expresión de la capacidad tanto de INM como de los laboratorios acreditados[6]. Los resultados del trabajo de armonización, liderado por el Bureau International des Poids et Mesures BIPM y el ILAC se presentan en el siguiente numeral.

## 4. ARMONIZACIÓN DE LOS TERMINOS

Como resultado del trabajo mancomunado de ILAC y BIPM, se publicó el documento denominado "Calibration and Measurement Capabilities" [6]. De acuerdo con el documento, después de la "Reunión de Nashville"[6] de las Organizaciones Regionales de Metrología (ORM) e ILAC, en 2006, el grupo de trabajo BIPM-ILAC recibió una serie de comentarios sobre propuestas de una terminología común para la Mejor Capacidad de Medición (MCM) y Capacidad de Medición y Calibración (CMC). Algunos participantes, especialmente de la comunidad de Institutos Nacionales de Metrología y ORM, consideraron que los dos términos fueron aplicados de manera diferente, debido principalmente a mala e inconsistente interpretación[6]. Por tal razón el grupo de trabajo BIPM-ILAC redactó un texto sobre la expresión de la CMC que se presentó para aprobación por la Asamblea

*Es claro, que con esta armonización se busca generar claridad para todos los usuarios de servicios de calibración, evitando que por posibles confusiones y malas interpretaciones se sobreestimen o subestimen las capacidades de laboratorios (por ejemplo laboratorios reportando mejores capacidades es decir menores incertidumbres que el INM o los laboratorios de los que reciben trazabilidad).*

*El tener Capacidades de Medición expresadas de forma similar, también facilita las actividades administrativas del organismo de acreditación[11]. Igualmente facilita la comprensión de los clientes sobre el alcance de los servicios ofrecidos por un laboratorio acreditado, seleccionando el que mejor satisfaga sus necesidades. Y especialmente, facilita el intercambio comercial regional e internacional[10],[11] (como los tratados de libre comercio).*

General de ILAC en octubre de 2007 y por el CIPM en noviembre del mismo año donde se acordó la definición expuesta anteriormente[6],[7].

Además, en la nota uno[6],[7], que acompaña la definición de la CMC dada por BIPM e ILAC, se expresa que los términos MCM y CMC deben ser interpretados de manera similar y consistente. Es decir, ambos términos significan lo mismo por lo tanto los organismos de acreditación, los laboratorios, sus clientes, el mercado y entes reguladores deben considerarlos iguales. Esto conlleva a que los laboratorios deben estimar sus capacidades en términos de incertidumbre, considerando todos los aspectos mencionados en el numeral 2.1 más los efectos asociados al mejor instrumento que el laboratorio está en capacidad de calibrar, de acuerdo con sus patrones, procedimientos y métodos. Es claro, que con esta armonización se busca generar claridad para todos los usuarios de servicios de calibración, evitando que por posibles confusiones y malas interpretaciones se sobreestimen o subestimen las capacidades de laboratorios (por ejemplo laboratorios reportando mejores capacidades es decir menores incertidumbres que el INM o los laboratorios de los que reciben trazabilidad).

A nivel internacional la aplicación de esta nueva armonización de términos ya es una realidad y los diferentes organismos de acreditación liderados por ILAC la están implementando dentro de sus procesos [5],[9],[10].

## 5. PANORAMA EN COLOMBIA

En Colombia los procesos asociados a metrología y acreditación de laboratorios de calibración y ensayo han venido afrontando cambios evolutivos en los últimos años. Entre los mencionados cambios se encuentran la creación del Organismo Nacional de Acreditación de Colombia ONAC, la creación del Instituto Nacional de Metrología INM, la Red Colombiana de Metrología RCM, la aprobación de las convenciones del Metro y Metrología, y la

membrecía dentro de BIPM y OIML (Organización Internacional de Metrología Legal). Como es de esperarse todos estos cambios buscan alinear el país con el ámbito internacional en los temas de metrología y acreditación. Dentro de este panorama el ONAC, emitió el 27 de julio de 2011 la “Política de estimación de incertidumbre en la calibración”[11]

Dentro de las pautas de esta política, se establecen los criterios dados por el grupo de trabajo BIPM-ILAC[6],[7], para la evaluación y expresión de las Capacidades de Medición y Calibración (CMC) que deben cumplir los laboratorios acreditados.

### 5.1. Ventajas de Expresar la Capacidad de Medida de Forma Similar

Los Institutos Nacionales de Metrología determinan y expresan su Capacidad de Medición de forma similar como CMC (acuerdo internacional MRA del CIPM)[12], para poder determinar el “grado de equivalencia o igualdad” de las mediciones y calibraciones que realizan. Igualmente se requiere determinar el “grado de equivalencia” y trazabilidad de las mediciones que realizan los laboratorios secundarios e industriales, lo que también demanda declaraciones similares de capacidad de medición por parte de estos[12].

El tener Capacidades de Medición expresadas de forma similar, también facilita las actividades administrativas del organismo de acreditación [13]. Igualmente facilita la comprensión de los clientes sobre el alcance de los servicios ofrecidos por un laboratorio acreditado, seleccionando el que mejor satisfaga sus necesidades. Y especialmente, facilita el intercambio comercial regional e internacional [12],[13] (como los tratados de libre comercio).



Fig. 1. Patrón Tipo Balanza de Presión Corporación CDT de GAS

## 6. EJEMPLOS DE ESTIMACION DE LA CAPACIDAD DE MEDICIÓN Y CALIBRACIÓN

A continuación se presentan dos ejemplos de estimación de Capacidad de Medición y Calibración. Los ejemplos son aplicados a la calibración de instrumentos para medir presión. El mensurando del proceso de calibración es el error de medida del instrumento bajo prueba. La estimación se realiza con base en los patrones y procedimientos del laboratorio de presión de la Corporación CDT de GAS. Las capacidades se determinaron con transductores electrónicos con indicación directa, de diferentes características metrológicas y puntos de medida.

### 6.1. Caso 1

Para este caso la CMC se estimó considerando el uso de un patrón tipo balanza de presión (Fig. 1), en el intervalo de 3500 kPa a 6980 kPa. El instrumento bajo prueba es un transductor electrónico con clase de fabricante  $\pm 0,25\%$  de la escala.

El modelo de determinación del error de medida del instrumento se obtiene aplicando la siguiente ecuación 1:

$$E_i = P_{ECi} - P_{Pi} \quad \text{Ec. 1}$$

Dónde:

$E_i$  Error de medición del instrumento en el  $i$ -ésimo punto de calibración.

$P_{Pi}$  Presión generada por el patrón en el  $i$ -ésimo punto de calibración.

$P_{ECi}$  Lectura de presión del elemento en calibración el  $i$ -ésimo punto de calibración.

El modelo de medida (ecuación (2)), utilizado para determinar la presión del patrón, es basado en el uso del certificado de calibración emitido por la Superintendencia de Industria y Comercio SIC. El resultado obtenido con dicho modelo es la presión generada por la balanza a condiciones de Piedecuesta, Santander. Como se puede observar el modelo considera la corrección por expansión térmica, deformación lineal y columna hidrostática.

Dónde:

$P_p$ : Presión generada por el patrón a condiciones de operación en kPa.

$P_N$ : Presión nominal en kPa.

$$P_p = \left[ \left( \sum P_{CERTIFICADO} \right) + \left( \left( \frac{1}{1 + ((\alpha + \beta) \cdot (t - 20)) + (\lambda P_N)} \right) - 1 \right) \cdot P_N \right] + (\rho_f \cdot g_l \cdot \Delta h) \cdot 10^{-3}$$

Ec. 2

$\Sigma P_{certificado}$ : Corresponde al valor obtenido cuando se suman los valores de presión que se generan al colocar las pesas en el respectivo pistón. El valor es obtenido del certificado de calibración.

$g_l$ : Es la aceleración de la gravedad local en  $m \cdot s^{-2}$ .

$\rho_f$ : Es la densidad del fluido utilizado para transmisión de la presión, en  $kg \cdot m^{-3}$ .

$t$ : Temperatura del pistón al momento de la medición, en  $^{\circ}C$ .

$\alpha + \beta$ : Coeficientes de expansión térmica del ensamble pistón - cilindro, en  $^{\circ}C^{-1}$ .

$\lambda$ : Coeficiente de deformación elástica del pistón, en  $kPa^{-1}$ .

$\Delta h$ : Diferencia de altura entre la referencia

dada para el manómetro y la referencia del montaje usado para la calibración del instrumento, en metros.

En la Fig. 2 se presenta el árbol de incertidumbres que afecta la presión generada por el patrón tipo balanza de presión. De igual forma en la Fig. 3 se presenta el diagrama de árbol de las fuentes de incertidumbre asociadas a la determinación del error de medida del instrumento bajo prueba. Se puede observar, que para este último, se toma la incertidumbre combinada obtenida de acuerdo con las fuentes presentadas en la Fig. 2, más los aportes del instrumento bajo prueba (considerando las características típicas de los mejores instrumentos que son calibrados en el laboratorio con el mencionado patrón y

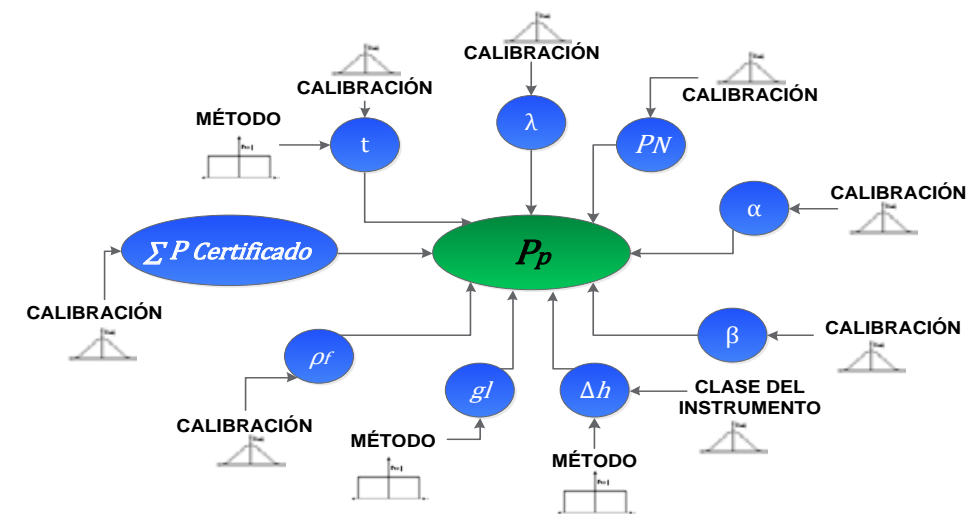


Fig 2. Diagrama de Árbol Fuentes de Incertidumbre Asociadas a la Generación del Presión con el Patrón

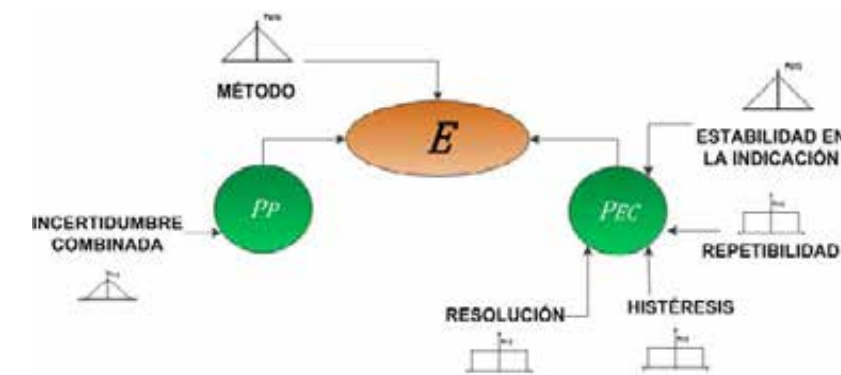


Fig 3. Diagrama de Árbol Fuentes de Incertidumbre Asociadas Error de Medida del Instrumento Bajo Prueba

procedimiento) y el método (que considera pruebas de repetibilidad y reproducibilidad llevadas a cabo incluyendo los metrologos).

Como primer paso para la estimación de la CMC, en la Tabla 1 se presenta la cuantificación de las fuentes de incertidumbre tipo B asociadas a la determinación de la presión generada por el patrón.

Seguidamente en la Tabla 2 se presenta el resultado de la estimación. Se puede observar que los aportes, tanto del instrumento bajo prueba como los asociados al método, tienen un valor menor a los asociados a la reproducción de presión del patrón. No obstante también se puede observar que no son de magnitud despreciable, y en conjunto llegan a valores de aporte similares a la reproducción de presión por parte del patrón.

ID	$u_{c,B}$ [kPa]	Calibración			
		U Original [ppm]	PDF		
$\sum P_{\text{CERTIFICADO}}$ Pistón de Alta	*	90+0,00033		N k=2	
$P_N$ Pistón de Alta	*	87+0,00033		N k=2	
	[kPa <sup>-1</sup> ]	U Original [kPa <sup>-1</sup> ]		PDF	
$\dot{\lambda}$ Pistón de Alta	1,65·10 <sup>-10</sup>	3,3·10 <sup>-10</sup>		N k=2	
	[kg·m <sup>-3</sup> ]	U Original [kg·m <sup>-3</sup> ]		PDF	
Densidad Fluido $\rho_f$	0,25	0,5		N k=2	
	[m·s <sup>-2</sup> ]	U Original [m·s <sup>-2</sup> ]		PDF	
Aceleración de la gravedad local $g_l$	0,00034	0,001166		R	
	[m]	Clase de Exactitud Instrumento	Método de Medición	Referencia de Flotación	
		U Original [m]	PDF	U Original [m]	PDF
Diferencia de altura $\Delta h$	6,13·10 <sup>-4</sup>	20·10 <sup>-6</sup>	N k=2	2·10 <sup>-3</sup>	R
	[°C <sup>-1</sup> ]	U Original [°C <sup>-1</sup> ]		PDF	
Coefficiente de expansión térmica del ensamble $\alpha$	5,77·10 <sup>-7</sup>	2·10 <sup>-6</sup>		R	
Coefficiente de expansión térmica del ensamble $\beta$	5,77·10 <sup>-7</sup>	2·10 <sup>-6</sup>		R	
	[°C]	Calibración del Instrumento	Método de Medición		
		U Original [°C]	PDF	U Original [°C]	PDF
Temperatura al momento de la medición $t$	0,153	0,2	N k=2	0,4	R

1 Partes por millón de la presión generada en kPa  
\* Estimada en función de la presión generada  
N: Normal, R: Rectangular, T: Triangular

Tabla 1. Cuantificación Fuentes de Incertidumbre Tipo B Asociadas a la Generación del Presión con el Patrón.

Variables de Entrada			
Variables	Valores de Entrada	Estimación de Incertidumbre	
$X_i$	$x_i$	$u_c(x_i)$	$u_i(y)$ [kPa]
$\sum P_{\text{CERTIFICADO}}$	6980,9900 [kPa]	0,3222 [kPa]	0,3222
$P_N$	7001,2400 [kPa]	0,3126 [kPa]	-2,3936·10 <sup>-5</sup>
$\dot{\lambda}$	3,1·10 <sup>-9</sup> [kPa <sup>-1</sup> ]	1,65·10 <sup>-10</sup> [kPa <sup>-1</sup> ]	-0,0162
$\rho_f$	860,2 [kg·m <sup>-3</sup> ]	0,250 [kg·m <sup>-3</sup> ]	-1,7574·10 <sup>-4</sup>
$g_l$	9,7781 [m·s <sup>-2</sup> ]	3,3660·10 <sup>-4</sup> [m·s <sup>-2</sup> ]	-2,0815·10 <sup>-5</sup>
$\Delta h$	-0,0719[m]	7,072·10 <sup>-4</sup> [m]	5,9482·10 <sup>-3</sup>
$\alpha$	5,5·10 <sup>-6</sup> [°C <sup>-1</sup> ]	5,774·10 <sup>-7</sup> [°C <sup>-1</sup> ]	-8,1224·10 <sup>-3</sup>
$\beta$	11·10 <sup>-6</sup> [°C <sup>-1</sup> ]	5,774·10 <sup>-7</sup> [°C <sup>-1</sup> ]	-8,1224·10 <sup>-3</sup>
$t$	22,01[°C]	0,1528 [°C]	-0,0169
$Y$	$y$	$u_c(y)$	
$P_p$	6980,0012 [kPa]	0,3233 [kPa]	

Incertidumbre Indicación Instrumento en Calibración				
ID	$u_c$ [kPa]	U Original [kPa]	PDF	u estándar [kPa]
$U_{\text{ResEC}}$	1,9903·10 <sup>-1</sup>	0,6895	R	1,9903·10 <sup>-1</sup>
$U_{\text{HisEC}}$	3,4966·10 <sup>-3</sup>	1,2117·10 <sup>-2</sup>	R	3,4966·10 <sup>-3</sup>
$U_{\text{RepEC}}$	3,4963·10 <sup>-3</sup>	1,2112·10 <sup>-2</sup>	R	3,4963·10 <sup>-3</sup>
$U_{\text{EstIEC}}$	0	0	T	0

Error de medición instrumento en calibración			
$X_i$	$x_i$	$u_c(x_i)$	$u_i(y)$ [kPa]
$P_p$	6980,0012 [kPa]	0,3233 [kPa]	-0,3233
$P_{EC}$	6978,1836 [kPa]	0,1991 [kPa]	0,1991
Método	---	134,8148·10 <sup>-3</sup> [kPa]	0,1348

$Y$	$y$	$u_c(y)$	$k$	$U(y)$
$E$	-1,8176 [kPa]	0,4029 [kPa]	2	0,8058

Tabla 2. Valores Estimación CMC Ejemplo 1

### 6.2. Caso 2

Para este caso la CMC se determinó usando como patrón un transmisor electrónico, en una presión de 103,421 [kPa], y el instrumento bajo prueba es un transductor electrónico clase  $\pm 0,075\%$  de la escala. El modelo de determinación del error de medida del instrumento se obtiene aplicando la siguiente ecuación:

$$E_i = P_{ECi} - (P_{Pi} + (\rho \cdot g \cdot \Delta h) \cdot 10^{-3})$$

Ec. 3

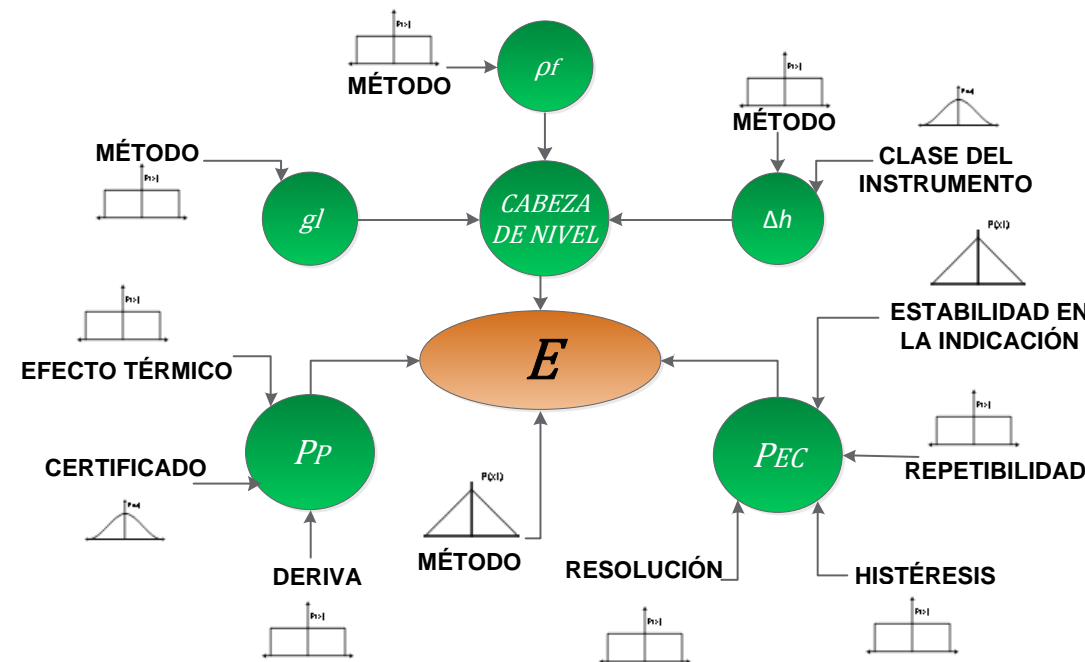


Fig 4. Diagrama Esquemático de las fuentes de incertidumbre caso 2.

Variables de Entrada				
Variables	Valores de Entrada	Estimación de Incertidumbre		
$X_i$	$x_i$	$u_c(x_i)$	$u_i(y)$ kPa	
Incertidumbre cabeza de nivel				
$\rho_f$	1,066 [kg·m <sup>-3</sup> ]	0,0025 [kg·m <sup>-3</sup> ]	1,2223·10 <sup>-4</sup>	
$g_l$	9,7781 [m·s <sup>-2</sup> ]	3,3660·10 <sup>-4</sup> [m·s <sup>-2</sup> ]	1,7941·10 <sup>-6</sup>	
$\Delta h$	0,005[m]	5,774·10 <sup>-4</sup> [m]	6,0189·10 <sup>-3</sup>	
$Y$	$y$	$u_c(y)$		
Cabeza de nivel	5,20·10 <sup>-5</sup> [kPa]	6,02·10 <sup>-6</sup> [kPa]		
Incertidumbre Indicación Instrumento en Calibración				
ID	$u_c$ [kPa]	U Original [kPa]	PDF	u estándar [kPa]
$U_{\text{ResEC}}$	1,9904·10 <sup>-4</sup>	6,8948·10 <sup>-4</sup>	R	1,9904·10 <sup>-4</sup>
$U_{\text{HisEC}}$	1,9904·10 <sup>-3</sup>	6,8948·10 <sup>-3</sup>	R	1,9904·10 <sup>-3</sup>
$U_{\text{RepEC}}$	1,9904·10 <sup>-3</sup>	6,8948·10 <sup>-3</sup>	R	1,9904·10 <sup>-3</sup>
$U_{\text{EstIEC}}$	4,2221·10 <sup>-3</sup>	0,0205	T	4,2221·10 <sup>-3</sup>
Incertidumbre Indicación Patrón en Calibración				
ID	$u_c$ [kPa]	U Original [kPa]	PDF	u estándar [kPa]
$U_{\text{CertPP}}$	1,0342·10 <sup>-3</sup>	2,0684·10 <sup>-3</sup>	N	1,0342·10 <sup>-3</sup>
$U_{\text{EfectoTérPP}}$	5,9711·10 <sup>-3</sup>	0,0210·10 <sup>-3</sup>	R	5,9711·10 <sup>-3</sup>
$U_{\text{DerivaPP}}$	1,8659·10 <sup>-3</sup>	6,4637·10 <sup>-3</sup>	R	1,8659·10 <sup>-3</sup>
Incertidumbre por Método de Determinación del Error de Calibración				
ID	$u_c$ [kPa]	U Original [kPa]	PDF	u estándar [kPa]
$U_{\text{MedError}}$	3,0826·10 <sup>-3</sup>	0,0151	T	3,0826·10 <sup>-3</sup>
Error de medición instrumento en calibración				
$X_i$	$x_i$ kPa	$u_c(x_i)$ kPa	$u_i(y)$ kPa	
$P_p$	103,421	6,3404·10 <sup>-3</sup>	-6,3404·10 <sup>-3</sup>	
$P_{EC}$	103,282	5,0780·10 <sup>-3</sup>	5,0780·10 <sup>-3</sup>	
Cabeza de nivel	5,20·10 <sup>-5</sup>	6,02·10 <sup>-6</sup>	6,02·10 <sup>-6</sup>	
Método	0,0151	3,0826·10 <sup>-3</sup>	3,0826·10 <sup>-3</sup>	
$Y$	$y$ kPa	$u_c(y)$ kPa	$k$	$U(y)$ kPa
$E$	-0,1390	8,69·10 <sup>-3</sup>	2	0,0176

Tabla 3. Valores Estimación CMC: Ejemplo 2

Dónde:

$E_i$  Error de medición del instrumento en el  $i$ -ésimo punto de calibración.

$P_p$  Lectura corregida del patrón en el  $i$ -ésimo punto de calibración en kPa.

$P_{ECi}$  Lectura de presión del elemento en calibración el  $i$ -ésimo punto de calibración kPa.

$\rho_f$  Densidad del fluido de calibración en  $kg\ m^{-3}$

$g_l$  Gravedad local en  $m\cdot s^{-2}$

$\Delta h$  Diferencia de altura entre el patrón y el instrumento bajo prueba en m

En la Fig 4 se pueden observar las diferentes fuentes de incertidumbre que se consideraron en este caso, para determinar la CMC.

En la tabla 3 la cuantificación de la Capacidad de Calibración y Medición para el caso 2.

Al igual que los resultados del primer caso mostrado como ejemplo, los aportes del instrumento bajo prueba y el método son menores que los asociados al patrón. Pero de igual forma se observa que no son despreciables.

## 7. CONCLUSIONES

Como conclusión principal del tema tratado se puede mencionar que existe una tendencia a nivel mundial enfocada a que todos los laboratorios de calibración y ensayos utilicen la CMC como parámetro para presentar capacidades. También es claro que la estimación de esta capacidad debe considerar la incertidumbre de todos los aspectos asociados al proceso de calibración. Entre los aspectos a considerar se encuentra el patrón de medida, el instrumento bajo prueba y el método (repetibilidad, reproducibilidad, capacidad técnica de quien ejecuta entre otros).

En contexto nacional también es claro que los lineamientos dados por el ONAC se encaminan a que de igual manera los laboratorios acreditados, o en vías de acreditación, utilicen la CMC como parámetro para presentar sus capacidades.

Dentro del contenido del documento se presentaron dos ejemplos numéricos basados en procesos reales que muestran que los aspectos asociados al instrumento bajo prueba y el método, pueden tener aportes considerables dentro de la estimación de la CMC. De lo anterior se concluye que no considerar y cuantificar estos aspectos dentro de la estimación de CMC, conlleva a una subestimación de su valor. Esta subestimación genera confusión en los clientes, dificultades para ejecutar procesos de comparación y es sinónimo de baja calidad en los resultados, y por ende en la trazabilidad que se ofrece a través del proceso de calibración.

## REFERENCIAS

- [1] R. Lazos, "La Metrología Como Soporte a Los Sistemas de Gestión en la Industria" 6ª Jornada Internacional de Medición de Fluidos, 2011.
- [2] International Organization of Standardization ISO, "ISO 10012 Measurement Management Systems – Requirements for Measurement Processes and Measuring Equipment", International Standard, 2003.
- [3] EA-4/02, "Expression of the Uncertainty of Measurement in Calibration", 1999.
- [4] METAS y Metrólogos Asociados, La Guía METAS "Capacidad de Medición", 2006.

[5] Entidad Nacional de Acreditación de España ENAC, "Laboratorios de Calibración: Cambio De Terminología de COM a CMC", Nota de Prensa, 2010.

[6] BIPM/RMO-ILAC/RAB Working Party, "Calibration and Measurement Capabilities", 2007.

[7] ILAC, "Policy for Uncertainty in Calibration", 2010.

[8] R. Carranza, "Mejor Capacidad de Medición, Laboratorios de Calibración", CENAM, 2005.

[9] International Laboratory Accreditation Cooperation ILAC, "Action Required by Ilac Members On Ilac General Assembly Resolutions", Circular, 2009.

[10] European Accreditation Laboratory Committee, "Best Measurement Capability

(BMC) Change in Terminology to Calibration and Measurement Capability (CMC)" Circular, 2009.

[11] ONAC, CEA-06, "Política de Estimación de Incertidumbre en la Calibración", 2011.

[12] M. López, "Criterios para la determinación de las capacidades de calibración y medición (CMC's) en tiempo y frecuencia para laboratorios secundarios de metrología", CENAM, Encuentro nacional de metrología eléctrica, 2007.

[13] F. García, "Propuesta para la declaración armonizada de CMC en el marco de acreditación de laboratorios de calibración de instrumentos de pesaje no automáticos", CESMEC-LCPN-M, Simposio de metrología, 2010.

De lo anterior se concluye que no considerar y cuantificar estos aspectos dentro de la estimación de CMC, conlleva a una subestimación de su valor. Esta subestimación genera confusión en los clientes, dificultades para ejecutar procesos de comparación y es sinónimo de baja calidad en los resultados, y por ende en la trazabilidad que se ofrece a través del proceso de calibración.





## TECNOLOGÍAS NO CONVENCIONALES

para determinación de poder calorífico en gas natural. Técnicas estandarizadas para su validación metrológica

### Parte I

Diana Marcela Castillo (dcastillo@cdtdegas.com)  
Corporación CDT de GAS

John Velosa (john.velosa@tgi.com.co)  
TGI SA ESP

#### Resumen:

*Contar con mediciones confiables del poder calorífico del gas natural es cada día más indispensable en razón a la necesidad de mantener un estricto control del balance en redes de gas. Desarrollos innovadores con tecnologías alternativas, diferentes a los cromatógrafos, han estado saliendo al mercado. Con el fin de compararlas contra las tecnologías convencionales y lograr reducir los costos de inversión, TGI S.A ESP junto con el CDT de GAS han venido estudiando la temática, identificando alternativas viables. En una etapa inicial, se desarrolló un estudio del estado del arte; actualmente finalizó la primera validación metrológica por medio de la aplicación de pruebas en laboratorio. Los detalles se muestran el presente documento.*

#### INTRODUCCIÓN

En las transacciones de gas natural existe la necesidad de conocer tanto el volumen de gas como el poder calorífico del mismo para así obtener su contenido de energía. Si el sistema de medición cuenta con un cromatógrafo en línea, es posible que -además del volumen el computador de flujo contabilice la energía asociada al gas que ha pasado a través del medidor. Sin embargo, para ciertas estaciones donde el análisis costo/beneficio de adquirir e instalar un cromatógrafo en línea no es satisfactorio, es común el uso de una media del poder calorífico con base en registros históricos obtenidos a partir de cromatografías asociadas a puntos cercanos que disponen de un analizador en línea. Aplicar estas técnicas tiene un riesgo asociado consistente en la posibilidad de incurrir en errores debido tanto al efecto de variabilidad en la composición del gas para el período en que se evaluó la media, así como en la representatividad del dato.

En la actualidad los analizadores para la determinación de las propiedades del gas han alcanzado una etapa de desarrollo donde la incertidumbre en las mediciones y la susceptibilidad a la falla son muy bajas. Sin embargo, el capital inicial invertido y los costos de operación y mantenimiento (tanto rutinarios como correctivos) para estas tecnologías son aún considerables. Por lo anterior, a pesar de que la cromatografía de gases es la tecnología convencional por excelencia para la determinación del poder calorífico, a nivel internacional se han intensificado los esfuerzos por encontrar técnicas alternativas y confiables que permitan la determinación de parámetros de calidad de uso común en la industria del gas natural.

El presente artículo aborda la búsqueda y selección de una tecnología alternativa para la determinación de poder calorífico, considerando entre otros aspectos, los siguientes: 1) operación en línea, 2) costo de adquisición, operación y mantenimiento relativamente bajo con respecto a cromatógrafos en línea, y 3) Resultados metrológicamente confiables para aplicaciones de transferencia de custodia.

El documento se basa exclusivamente en los resultados de pruebas en laboratorio llevadas a cabo para desarrollar la primera etapa de evaluación metrológica mediante técnicas estandarizadas de validación del desempeño metrológico de analizadores.

En una segunda parte que será publicada en una próxima edición de la revista MET&FLU se describirán los detalles y resultados obtenidos de la validación total del analizador considerando pruebas de campo.

#### 1. ESTADO DEL ARTE Y SELECCIÓN

Considerando el impacto económico y técnico que tiene la determinación exacta de propiedades del gas natural, como: poder calorífico, índice de Wobbe, densidad y factor de compresibilidad, la práctica común para la determinación en tiempo real de dichas propiedades consiste en la utilización de cromatógrafos o calorímetros, los cuales presentan alta exactitud y cuentan con baja susceptibilidad de falla.

En la actualidad, las investigaciones en metrología química hechas por países con fuerte dependencia energética del gas natural se han centrado en desarrollar métodos alternativos de medición de propiedades del gas natural, que ofrezcan características metrológicas similares a las de los cromatógrafos pero a un bajo costo de adquisición y operación. Dichos métodos de medición son denominados métodos correlativos.

##### 1.1 Principio teórico de operación de los métodos correlativos

Los métodos correlativos para la determinación de propiedades del gas natural consisten en cuantificar con exactitud algunas de las propiedades del gas natural (típicamente tres de las siguientes: velocidad del sonido, conductividad térmica, absorción infrarroja y permisividad dieléctrica), a partir de las cuales se infiere la composición aproximada de los componentes que constituyen la mezcla de gas natural (hidrocarburos, nitrógeno y dióxido de carbono) o en algunos casos la estimación de las propiedades de interés. En el caso en que se estime una composición para la mezcla de gas, posteriormente pueden emplearse métodos estándar, como los establecidos por ISO, ASTM y AGA, para la determinación de propiedades del gas natural. La exactitud de las propiedades obtenidas depende principalmente del conjunto de propiedades seleccionado, el cual representa los datos de entrada medidos y empleados para una posterior correlación, desde luego también dependerá de la exactitud con la cual se miden dichas propiedades.

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.

En una segunda parte que será publicada en una próxima edición de la revista MET&FLU se describirán los detalles y resultados obtenidos de la validación total del analizador considerando pruebas de campo.

La inferencia de la composición del gas natural a partir de la correlación entre datos experimentales y las propiedades del gas natural se realiza en dos etapas:

**Etapas 1:**

Esta etapa tiene en cuenta únicamente la contribución de los alcanos presentes en la mezcla de gas (metano hasta butano), asumiendo que el contenido de nitrógeno y dióxido de carbono en el gas natural es cero. Bajo esta consideración existe una relación lineal entre el número de carbonos y el valor del poder calorífico (Figura 1). Por otra parte existe una relación no-lineal pero continua entre algunas propiedades físicas como la velocidad del sonido y la conductividad térmica y el número de carbonos en las moléculas de los hidrocarburos presentes en la mezcla de gas (Figura 2). El comportamiento regular de algunas propiedades físico-químicas y su relación funcional con el número de carbonos presentes, es la razón por la cual las mezclas de hidrocarburos gaseosos (como el gas natural) ofrecen una buena correlación que puede ser aprovechada en términos prácticos.

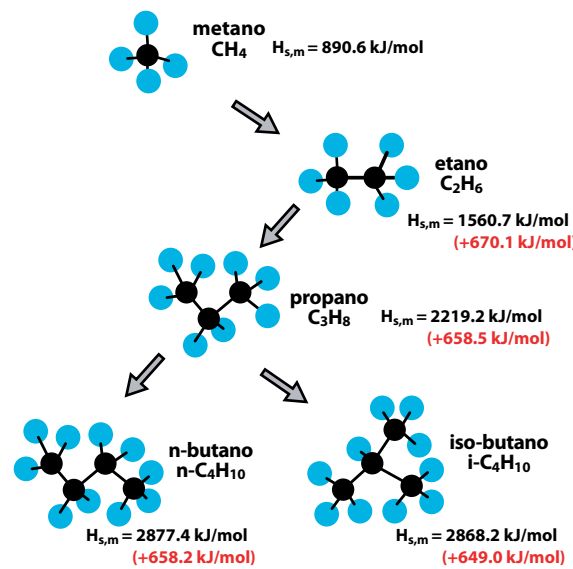


Fig 1. Relevancia del tamaño molecular en las propiedades del gas natural [7]

**Etapas 2:**

Consiste en incluir en el análisis los elementos excluidos durante la primera etapa (nitrógeno y dióxido de carbono), los cuales no son medidos directamente sino obtenidos mediante algoritmos de correlación que consideran la relación entre las propiedades de entrada medidas y las propiedades obtenidas en la primera etapa.

**1.2 Aplicación industrial de métodos correlativos**

La implementación a nivel industrial de los métodos correlativos ha enfrentado desde sus etapas iniciales diferentes retos, entre los cuales están: la complejidad de cálculo para la aplicación del método (los algoritmos incluyen etapas iterativas), la disponibilidad de tecnologías con exactitud adecuada para la medición de las propiedades de entrada seleccionadas y que sean compatibles para una aplicación con gas natural a condiciones de línea.

En la Tabla 1 se muestran los principales desarrollos en materia de medición de propiedades de gas natural con métodos correlativos. Se relacionan seis equipos que emplean principios de correlación para la determinación de propiedades del gas natural especificando las propiedades de entrada requeridas para su aplicación.

Los equipos 1, 2 y 3 de la Tabla 1 corresponden a equipos comercialmente disponibles para uso industrial; el equipo 4 es un prototipo que está siendo evaluado en campo por parte de su desarrollador, mientras que los equipos 5 y 6 se encuentran todavía en fase experimental de laboratorio.

En la Tabla 2 se presentan las características de desempeño de los equipos disponibles para uso industrial en la actualidad.

**1.3 Método seleccionado**

TGI S.A. ESP en asocio con el CDT de GAS está llevando a cabo un proyecto piloto para la determinación de poder calorífico mediante tecnologías no convencionales en sectores del gasoducto que reciben mezclas de gas proveniente de diferentes fuentes, dicho proyecto contempla tanto la selección y adquisición de un equipo analizador basado en métodos correlativos como la validación del mismo para determinar si su desempeño metrológico es adecuado para aplicaciones de transferencia de custodia.

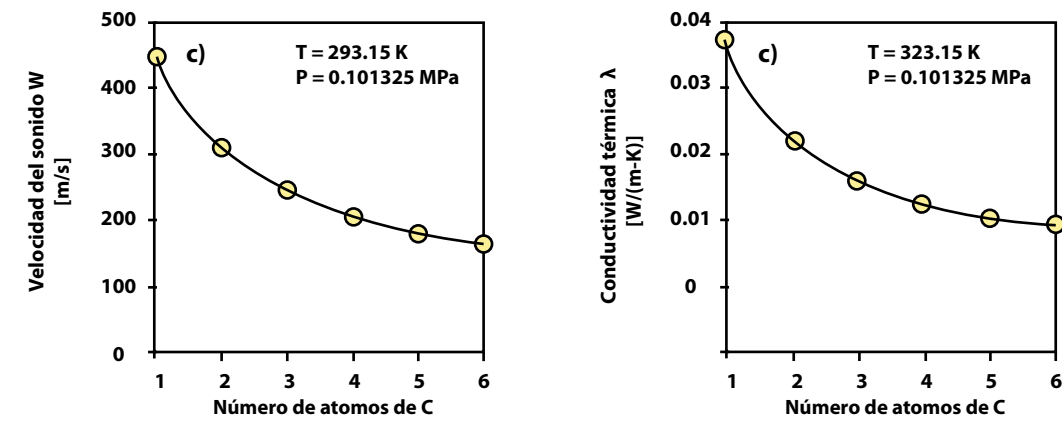


Figura 2. Propiedades físicas del gas en función del número de átomos de carbono [7]

No	DESARROLLADOR	PROPIEDADES DE ENTRADA
1	EMC500 de RMG	Capacidad calorífica isobárica. Conductividad térmica Viscosidad dinámica Fracción molar de CO <sub>2</sub>
2	Gas PT2 de GL Noble Denton	Velocidad del sonido. Conductividad térmica a diferentes temperaturas.
3	Gas-lab Q1 de Ruhrgas AG / FlowComp	Conductividad térmica. Absorción infrarroja de hidrocarburos. Absorción infrarroja de CO <sub>2</sub>
4	Gasunie / Instromet	Velocidad del sonido a alta y baja presión. Fracción molar de CO <sub>2</sub>
5	Ruhrgas AG / Gasunie	Permeabilidad dieléctrica Velocidad del sonido Fracción molar de CO <sub>2</sub>
6	FlowComp	Absorción infrarroja de hidrocarburos y CO <sub>2</sub>

Tabla 1. Aplicación industrial de métodos correlativos

	EMC 500	Gas PT2	Gas-lab Q1
Presión de operación máxima (psi / bar)	44 / 3,03	4,3 / 0,29	70 / 4,83
Temperatura de Operación (°C)	-20 a 50	0 a 50	5 a 40
Certificaciones	Atex Explos. Prof	Atex Flame Prof	Atex Explos. Prof
Tiempo de respuesta	60	15	20 a 60
Exactitud relativa al poder calorífico (%)	±0,5	±0,4	±0,4

Tabla 2. Características principales analizadores disponibles para uso industrial

Luego de un análisis de las tecnologías comercialmente disponibles, el grupo de trabajo seleccionó el equipo Gas PT2 de GL Noble Denton como tecnología alternativa a los cromatógrafos en línea para la determinación de propiedades del gas natural.

El Gas PT2 es un sistema de medida que determina entre otras propiedades el valor del poder calorífico, la densidad del gas natural, el factor de compresibilidad y el índice de Wobbe en tiempo real. Este equipo basa su funcionamiento en el método que correlaciona la conductividad térmica, la velocidad del sonido y el dióxido de carbono e infiere a partir de estas propiedades la **mezcla efectiva de gas** (composiciones de metano, propano, nitrógeno y dióxido de carbono). El sistema utiliza la norma ISO 6976 para determinar parámetros de la calidad del gas.

El analizador GasPT2 se compone de una unidad que contiene los sensores y un módulo de conexión para área clasificada. La unidad principal del analizador (Figura 3) tiene integrados el procesador principal, los sensores de presión, temperatura, velocidad del sonido y conductividad térmica, realiza las mediciones sobre la muestra de gas, calcula la mezcla efectiva y los parámetros de calidad de gas. El módulo de conexión para área clasificada (Figura 4) proporciona el voltaje y aislamiento galvánico entre los equipos de área segura (no peligrosa) y la unidad de sensor.



Figura 3. Analizador Gas PT2 [8]



Figura 4. Módulo de conexión [8]

rencia de custodia pero sus resultados requieren un proceso de validación previo que permita asegurar su implementación.

Para dicha validación se empleará el estándar ASTM D3764[2], el cual describe el procedimiento de validación requerido para evaluar el desempeño metrológico de sistemas analizadores de flujos de proceso, mediante la comparación entre los resultados obtenidos por el analizador en prueba y los resultados de un método empleado como referencia para la medición de una misma propiedad, que en este caso particular corresponde al poder calorífico.

Considerando que la validación se realiza con base en el desempeño, al final del proceso de validación, el desempeño se cuantifica en términos de precisión y error sistemático para un rango de condiciones dado.

De acuerdo con el estándar ASTM D3764[2] la **validación total** de un sistema analizador de proceso, incluyendo el sistema de muestreo correspondiente, puede ser realizada mediante la combinación de dos procedimientos: procedimiento con material de referencia y procedimiento de muestreo en línea.

• **Procedimiento con material de referencia:** este procedimiento se implementa con la finalidad de evaluar el desempeño del analizador frente a gases con características que no se encuentren disponibles en el proceso.

• **Procedimiento de muestreo en línea:** La finalidad de este procedimiento es la evaluación del sistema completo, incluyendo sistema de muestreo, empleando muestras de gas tomadas directamente del flujo del proceso.

Para cada uno de estos procedimientos se puede ejecutar uno de dos tipos de validación: **validación general y validación de nivel específico**. La validación general se fundamenta en principios estadísticos que validan la operación del analizador en un intervalo más amplio que la validación de nivel específico, por tal motivo para dicha validación se requieren al menos 10 materiales de referencia que cubran completamente el alcance del analizador bajo evaluación. No siempre es posible ejecutar la evaluación general si no se cuenta con disponibilidad de materiales de referencia diferentes, en tales casos, se ejecutan validaciones de nivel específico sobre un rango limitado de operación.

**2.1 Descripción del proceso de validación**  
El proceso de validación para cada uno de los procedimientos, se ejecuta teniendo en cuenta tres fases:

a) **FASE 1 - Control estadístico:**  
La metodología propuesta por el estándar ASTM D3764-09 [2] se basa en métodos estadísticos para evaluar el grado de conformidad entre los resultados, por lo cual todos las mediciones, tanto del analizador como del método de referencia, deben estar dentro de control estadístico, lo cual se asegura mediante métodos descritos en ASTM D6299 [4] que se encuentran resumidos en la Tabla 3.

La evaluación de dicho control estadístico se realiza sobre las desviaciones calculadas entre el analizador y el método de referencia, para una muestra representativa, definida por el estándar en mínimo 15 datos.

b) **FASE 2 - Validación de resultados - Método ASTM:**  
Una vez se confirme que todo el conjunto de datos se encuentra en control estadístico se

#### 1.4 Ventajas del método seleccionado

El método seleccionado, bajo el cual opera el Gas PT2, cuenta con las siguientes ventajas en relación a los otros analizadores disponibles:

1. Mayor exactitud.
2. Tiempo de respuesta bajo.
3. Diseño ligero y flexible que facilita su instalación en campo.
4. Cuenta con un sistema para acondicionamiento de muestra.
5. Costo de adquisición y mantenimiento relativamente bajo.

## 2. METODOLOGÍA PARA VALIDACIÓN

El dispositivo Gas PT2, al ser una tecnología alternativa, tiene un desempeño metrológico que es adecuado para la aplicación en transfe-

Paso	Actividad a desarrollar	Descripción
1	Filtro para resultados sospechosos	Los resultados son filtrados visualmente con el fin de encontrar datos inconsistentes con el conjunto. Los datos sospechosos deben ser investigados y de ser necesario descartados.
2	Filtro para patrones inusuales	Se grafican las desviaciones ( $\Delta$ ) para encontrar patrones no aleatorios en el conjunto de datos. Si éstos son encontrados debe investigarse y eliminarse la causa de la desviación y el conjunto debe ser descartado.
3	Prueba de hipótesis de Normalidad e independencia de los resultados	Se utiliza para comprobar que los resultados son razonablemente independientes y pueden ser modelados por una distribución normal. Para esto se utiliza una gráfica de probabilidad normal y el estadístico de Anderson-Darling.
4	Construcción de cartas de control	Se determinan los límites de control y se sobreponen en el gráfico obtenido en el segundo paso. Los datos que se encuentren fuera de estos límites deben ser investigados y eliminados del conjunto si es necesario.

Tabla 3. Pruebas de control estadístico

procede a realizar la validación metrológica siguiendo los lineamientos de ASTM D6299[4] y ASTM D6708[3]. En la Tabla 4 se muestra un resumen de los aspectos a evaluar durante la etapa de validación.

**c) FASE 3 - Validación de resultados - Método ISO:**

Cuando se están validando analizadores de gas natural, los datos de repetibilidad y reproducibilidad validados mediante los métodos de ASTM, pueden confirmarse utilizando las técnicas planteadas en la norma ISO 10723[5]. Adicionalmente, este estándar permite evaluar la linealidad de los resultados. En la Tabla 5 se encuentra el resumen de la metodología propuesta para esta validación.

**3. RESULTADOS DE VALIDACIÓN CON MATERIAL DE REFERENCIA (ETAPA I)**

A continuación se presentan los resultados de la aplicación de la metodología para validación descrita anteriormente sobre el analizador Gas PT2, considerando únicamente el desarrollo de las pruebas de laboratorio mediante el procedimiento con material de referencia; la validación total, que incluye las pruebas de campo con el procedimiento de línea de muestreo (Etapa 2), se presentarán en una segunda parte que será publicada en una próxima edición de la revista MET&FLU.

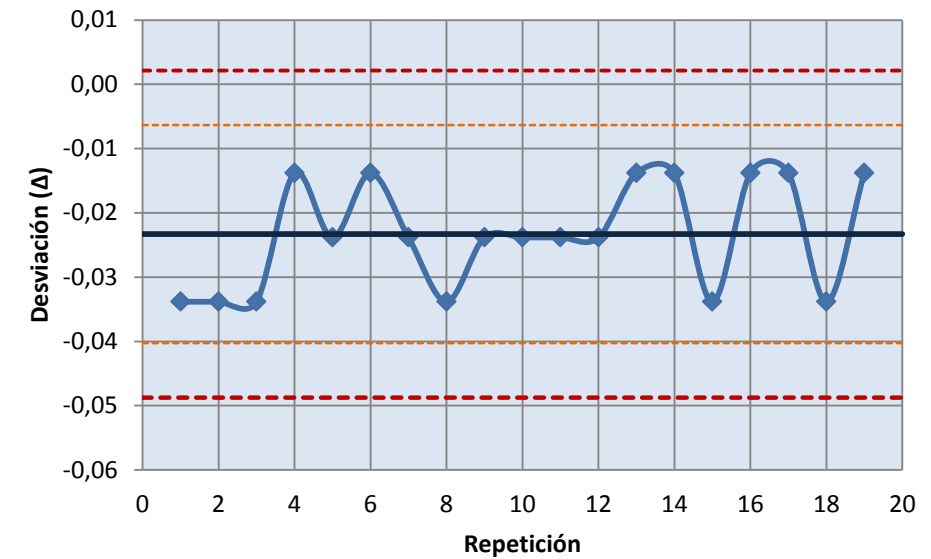


Figura 5. Carta de control

La validación de nivel específico fue desarrollada con los resultados de medición de poder calorífico, teniendo en cuenta que es la propiedad más relevante dentro de las propiedades medidas por el equipo.

El resumen de las pruebas desarrolladas en la validación es el siguiente:

- Evaluación con cuatro gases de referencia de composición diferente.
- Tres (3) pruebas con cada gas de referencia.
- Veinte (20) análisis para cada prueba.

Con todos los datos obtenidos se realizaron las pruebas de control estadístico como requisito previo para la aplicación de los métodos de validación. Como resultado de las diferentes verificaciones realizadas dentro de lo correspondiente a la Fase 1 (filtro visual, filtro de patrones inusuales y cartas de control) no fue necesario prescindir de ningún resultado de medición, a partir de lo cual se puede concluir que la muestra de los datos obtenidos se encuentra bajo control estadístico y que pueden ser aplicadas las verificaciones posteriores (correspondientes a las Fases 2 y 3).

En la Figura 5 se observa un ejemplo de carta de control obtenido con los resultados de una de las pruebas efectuadas.

**3.1 Repetibilidad (Método ASTM y Método ISO):**

Inicialmente, se realizaron las pruebas de repetibilidad según los lineamientos de [4] y [5]. La Tabla 6 muestra los resultados obtenidos en los tres análisis realizados con este material de referencia.

**Conclusión pruebas de repetibilidad - Método ASTM:**

La Norma ASTM D6299[4], establece que la repetibilidad calculada debe ser comparada con el valor dado por el fabricante del equipo. Teniendo en cuenta la repetibilidad máxima reportada por el fabricante (0,040 MJ/m<sup>3</sup>) y los resultados obtenidos en laboratorio, es posible concluir que el analizador está conforme en lo que concierne a este parámetro, ya que en la mayoría de los análisis de cada material de referencia certificado se obtuvieron valores de repetibilidad menores, presentándose solo un análisis en el que la repetibilidad fue mayor al valor dado por el fabricante y en ningún caso se superó el valor límite.

MRGC	Nº DE ANÁLISIS	REPETIBILIDAD	REPETIBILIDAD RELATIVA (%)
1	1	0,040	0,100
	2	0,024	0,060
	3	0,029	0,074

Tabla 6. Resultados evaluación de Repetibilidad

Paso	Actividad a desarrollar	Descripción
Determinación de la desviación.	Se calcula la desviación utilizando la desviación estándar, donde x es cada uno de los resultados obtenidos y n es el número total de mediciones.	$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x - \bar{x})^2}{n-1}}$
Determinación de la repetibilidad	Una vez obtenida la desviación, es posible determinar la repetibilidad de los resultados, la cual se debe comparar con el valor emitido por el fabricante del analizador para confirmar la confiabilidad del sistema.	$r = 2.8 * \sigma$
Determinación de la reproducibilidad	Para la determinación de la reproducibilidad, se necesita más de un conjunto de datos, obtenidos en condiciones de medición diferentes. En este parámetro, se aplica el test chi cuadrado $\chi^2$ . Donde R es el valor de reproducibilidad dado por el fabricante.	$\chi^2 = \frac{(n-1)r^2}{R^2}$

Tabla 4. Validación de resultados - Método ASTM

Parámetro	Test	Criterio
Repetibilidad	Test de Grubb	$r = \frac{ (x - \bar{x}) }{s}$
Reproducibilidad	Test de Cochran	$Reproductividad = \frac{\text{mayor varianza}}{\text{suma de Variaciones}}$
Linealidad	Test F	$F = \frac{b * S_{xy} (n-2)}{S_{yy} - b * S_{xy}}$

Tabla 5. Validación de resultados - Método ISO

MRGC	Nº DE ANÁLISIS	Estadístico	Grubb ( $\alpha=0,01$ )
1	1	1,87	2,81
	2	1,24	2,81
	3	2,23	2,81

Tabla 7. Resultados confirmación de Repetibilidad - Test de Grubb

La Tabla 7 muestra los resultados obtenidos con el test de Grubb para confirmación de la repetibilidad.

**Conclusión pruebas de repetibilidad - Método ISO:**

El test de Grubb consiste en la comparación entre el valor calculado del estadístico y el valor crítico de este test, el cual depende del número de repeticiones que se realicen en cada análisis. Según lo planteado en la norma ISO10723[5], la conformidad del parámetro se da si el valor del estadístico calculado es menor que el crítico. Al observar los resultados mostrados en la tabla 7 se puede afirmar que la repetibilidad es aceptable con respecto a esta prueba.

**3.2 Reproducibilidad (Método ASTM):**

Con estos tres análisis, se realizaron las respectivas pruebas de reproducibilidad, empleando tanto el método ASTM (ver Tabla 8) como el método ISO (ver Tabla 9).

MRGC	$\chi^2$	$\chi^2$ crítico
1	2,13	67,50

Tabla 8. Resultados evaluación de Reproducibilidad

MRGC	Estadístico	Cochran ( $\alpha=0,01$ )
1	0,52	0,61

Tabla 9. Resultados confirmación de Reproducibilidad -Test de Cochran

**Conclusión pruebas de reproducibilidad - Método ASTM:**

Según lo planteado en la ASTM D6299, la evaluación de la reproducibilidad se realiza por medio de la aplicación del test  $X^2$ . Se considera que el parámetro aprueba el test si el valor calculado del estadístico  $X^2$  es menor que el valor crítico, que es función del número de repeticiones de cada análisis. Por tanto, se puede concluir que la reproducibilidad de los resultados obtenidos

experimentalmente cumple con el requisito de la Norma.

**Conclusión pruebas de reproducibilidad - Método ISO:**

El test de Cochran, planteado en la ISO 10723 es utilizado como confirmación de la reproducibilidad de los resultados de un equipo. Al igual que en el test anterior la prueba es aceptada si el estadístico calculado es menor que el valor crítico, como se observa en la tabla 9 esta condición se cumple, confirmando que la reproducibilidad de los resultados obtenidos es satisfactoria.

**3.3 Linealidad (Método ISO-10723):**

Finalmente, siguiendo los lineamientos del estándar ISO 10723 y aplicando el test F empleando todas las repeticiones y análisis se obtuvo el resultado de linealidad (ver Tabla 10). El resultado de linealidad obtenido se confirmó obteniendo el factor de correlación.

Estadístico F	Valor crítico	R
354,964	10,128	0,994

Tabla 10. Resultados evaluación de Linealidad

**Conclusión pruebas de linealidad:**

Para la evaluación de la linealidad, el test F se aplicó a los resultados. En este caso la aprobación se da cuando el valor F calculado supera el valor F crítico. Según la tabla anterior, los resultados obtenidos cumplen con los requisitos normativos.

Una vez analizados los resultados mostrados anteriormente, se determinó que los parámetros de desempeño metrológico del analizador GasPT2 asociados a la medición de poder calorífico, evaluados mediante una prueba de nivel específico desarrollada con el procedimiento de materiales de referencia y ejecutada en laboratorio, fue satisfactoria y que el equipo cumple a cabalidad con las especificaciones técnicas emitidas por el fabricante.

**4. CONCLUSIONES**

1. Los métodos correlativos representan una alternativa económica y funcional a las técnicas tradicionales de cromatografía para la determinación de propiedades del gas natural.
2. Las técnicas empleadas para la validación pueden ser aplicables para la evaluación metrológica de cualquier tipo de analizador, incluso si este realiza la medición de más de una variable de proceso.
3. De acuerdo con los resultados de las pruebas de laboratorio, el GasPT2 superó la primera etapa de validación desarrollada mediante la aplicación del procedimiento con material de referencia en laboratorio.

**REFERENCIAS**

[1] ASTM D6300-08. Standard Practice for Determination of Precision and Bias Data for Use in Test Methods for Petroleum Products and Lubricants.

[2] ASTM D3764-09. Standard Practice for Validation of the Performance of Process Stream Analyzer Systems.

[3] ASTM D6708-08. Standard Practice for Statistical Assessment and Improve of Expected Agreement Between Two Test Methods that Purport to Measure the Same Property of a Material.

[4] ASTM D6299-10. Standard Practice for Applying Statistical Quality Assurance and Control Charting Techniques to Evaluate Analytical Measurement System Performance.

[5] ISO 10723. Natural gas - Performance evaluation for on-line analytical systems.

[6] Vergence Systems. GasPT2 User Manual Versión: 1.35. Marzo de 2012.

[7] New Technologies for gas quality determination. Peter Schley, Manfred Jaeschke, Klaus Altfeld. Ruhrgas AG, Essen, Germany.

[8] CUI Global GAS PT2 - Gas properties Transmitter. Brochure & Datasheet.

Los resultados satisfactorios obtenidos permiten proceder a proyectar y desarrollar la siguiente etapa de validación aplicando el procedimiento de muestreo; esta etapa se desarrollará en campo y los resultados se compartirán con nuestros lectores en la próxima edición de Met & Flu.

## Gas Natural: Combustible clave en la transición hacia un Sistema Energético más limpio y sustentable

Víctor Manrique (vmanrique@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:

La amenaza del Calentamiento Global ha presionado en las últimas décadas la necesidad de buscar nuevos modelos de desarrollo económico, basados en políticas energéticas sustentables y de baja intensidad de carbono. En este artículo se presentan diversos escenarios de políticas energéticas y climáticas, y el papel que el gas natural está llamado a desempeñar en el desafío de limitar el aumento de la concentración de dióxido de carbono en la atmósfera. A pesar de ciertas incertidumbres, un nuevo escenario: la “edad de oro del gas natural” está a la vista, pero depende de la capacidad de la industria de adoptar las reglas de juego que garanticen un desempeño ambiental más responsable y sostenible.

### INTRODUCCIÓN

El *Calentamiento Global* es un proceso de cambio climático que se manifiesta como un *aumento en la temperatura media de la atmósfera* que, según se ha observado, puede traer drásticas alteraciones en el clima con consecuencias para la biodiversidad y repercusiones socio-económicas. Diversas entidades internacionales han advertido que el calentamiento global representa uno de los más grandes desafíos de la sociedad actual.

Este fenómeno se debe entre otras causas, al incremento de la concentración de ciertos gases presentes en la atmósfera, llamados *Gases de Efecto Invernadero -GEI*, que absorben y retienen parte de la radiación que el suelo refleja. Entre estos gases, los más importantes son el dióxido de carbono -CO<sub>2</sub>, (por su relativa abundancia) y el metano -CH<sub>4</sub> (por su mayor *potencial de calentamiento global*).

La concentración de GEI en la atmósfera ha aumentado exponencialmente desde la era preindustrial, hasta alcanzar niveles de 396ppm de CO<sub>2</sub>, y 1797ppb<sup>1</sup> de CH<sub>4</sub> en 2011. Según el *Panel Intergubernamental para el Cambio Climático -IPCC*, las emisiones asociadas a distintas actividades antropogénicas como la combustión de combustibles fósiles, la ganadería y el manejo de residuos sólidos, son “*muy probablemente*” responsables de este aumento en la concentración y por lo tanto del incremento en la temperatura.[1]

### ENERGÍA Y EMISIONES GEI

Actualmente, los *combustibles fósiles* (carbón, petróleo y gas natural) representan el 87% del consumo mundial de energía primaria (Fig. 1). En particular, el gas natural ocupa el tercer lugar después del petróleo y el carbón, con una participación del 24% que equivale a la cuarta parte del consumo energético a nivel mundial.

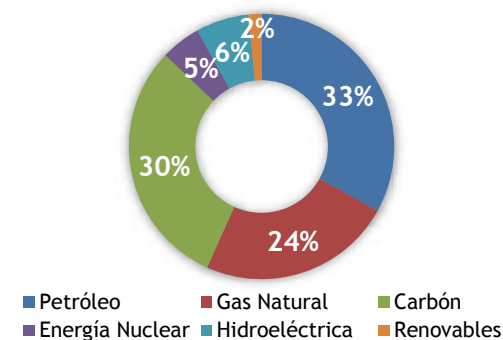


Fig. 1 Participación de las fuentes primarias de energía a nivel mundial -2011 Fuente: BP Statistical Review [2]

<sup>1</sup> Partes por billón, referida al billón estadounidense. Es equivalente a partes por mil millones, o a 10<sup>-9</sup>.

De acuerdo con la *Agencia Internacional de la Energía -IEA*, durante 2011 las emisiones de CO<sub>2</sub> procedentes de la combustión de combustibles fósiles alcanzaron la cifra récord de 31,6x10<sup>9</sup> toneladas anuales, lo cual representa un aumento de 3,2% respecto a las emisiones de 2010. Esta tendencia se observa en la Fig. 2, donde el carbón es responsable del 45% de estas emisiones, seguido del petróleo con el 35% y el gas natural con el 20%. [3]

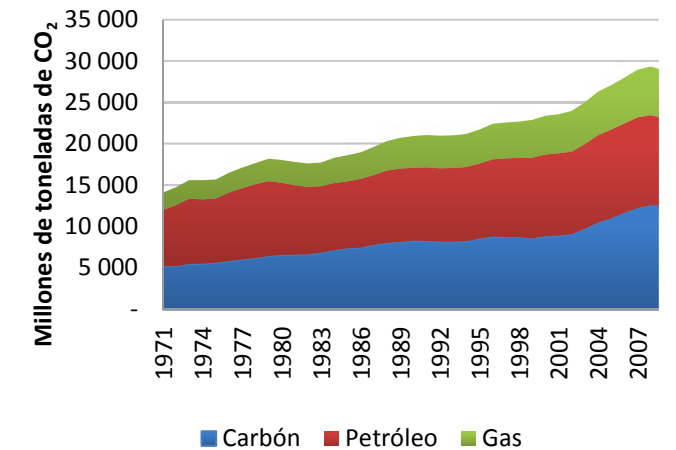


Fig. 2 Emisiones de CO<sub>2</sub> producto de la Combustión de Combustibles Fósiles (1971-2009). Fuente: IEA CO<sub>2</sub> Emissions from Fuel Combustion Highlights

La menor contribución del gas natural se debe a que sus emisiones son un 40% a 50% menores que las producidas por la combustión de carbón, y un 25% a 30% menores que las producidas por el *Fuel-Oil*, por unidad de energía generada.

### ESCENARIOS DE CRECIMIENTO Y MITIGACIÓN DE LAS EMISIONES GEI

Ante las evidencias científicas del incremento de las emisiones de GEI y sus consecuencias previstas, el IPCC ha alertado sobre la necesidad de frenar y revertir esta tendencia. Frente a esto, el mismo IPCC y la IEA por aparte han proyectado diversos *escenarios de mitigación* que proponen una serie de políticas y tecnologías necesarias para lograr una reducción en la concentración de CO<sub>2</sub>, que limite el aumento de la temperatura a niveles “aceptables”.

El Informe *Energy Technology Perspectives* -de la IEA, en su versión más reciente [ETP2012] presenta 3 escenarios que detallan las trayectorias de mitigación de emisiones de CO<sub>2</sub>, hasta 2050, basados en las perspectivas de incremento de la demanda energética y la introducción de nuevas políticas y tecnologías.

Estos escenarios son los siguientes:

- **Escenario 6DS (de políticas actuales).** Este escenario supone que a futuro no se introducen nuevas políticas energéticas o climáticas. Es considerado la extensión a largo plazo de las prácticas y tendencias actuales de consumo y eficiencia energética (*business as usual*). Bajo este escenario las emisiones asociadas a la energía en 2050 prácticamente se duplicarían respecto a los niveles de 2009. La demanda de gas natural aumenta más de 85% para el mismo período.

Ante la ausencia de políticas climáticas, la concentración de CO<sub>2</sub> en la atmósfera superaría las 650ppm y el aumento de la temperatura a largo plazo será mayor de 6°C.

- **Escenario 4DS (de nuevas políticas).** Este escenario incorpora las recientes promesas y esfuerzos Internacionales por limitar las emisiones e incrementar la eficiencia energética. Bajo este escenario, las emisiones anuales se mantienen por debajo de las 40x10<sup>9</sup> toneladas de CO<sub>2</sub>, lo cual es una cifra muy cercana a las emisiones en 2011. Esto significa que el “cupo” de emisiones permisibles hasta 2050 ya casi estaría cubierto por la infraestructura y fuentes existentes en 2011, y no habría lugar para nuevas instalaciones a menos de que sean tecnologías de bajo y cero emisiones.

De esta manera, todavía se requieren importantes cambios adicionales en las políticas y tecnologías, y disminuciones adicionales en el periodo *post-2050*, para limitar el incremento de la temperatura a 4°C en el largo plazo.

- **Escenario 2DS (BLUE 450).** Este escenario proyecta un sistema energético basado en la implementación de diversas tecnologías de eficiencia energética y mayor participación de fuentes de energía renovable, con el objetivo de alcanzar en 2050 una reducción de hasta el 50% de las emisiones de CO<sub>2</sub> respecto a los niveles de 2009.

Bajo el escenario 2DS, la concentración de CO<sub>2</sub> en la atmósfera se limita a 450ppm, y se prevé un 80% de probabilidad de que el incremento de la temperatura promedio global se limite a 2°C.

La Fig. 3 resume la trayectoria de mitigación de emisiones de CO<sub>2</sub> para cada uno de los escenarios propuestos por el Informe ETP2012.[4]

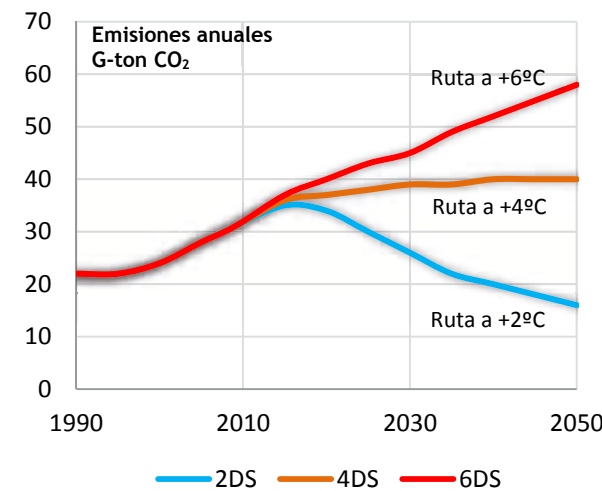


Fig. 3 Escenarios de mitigación de emisiones Fuente: IEA ETP2012

### EL ROL DEL GAS NATURAL

Bajo el escenario 4DS el petróleo y del carbón seguirán siendo las principales fuentes de energía primaria a nivel mundial, aunque sus cuotas de participación tienden a disminuir. El gas natural es el único combustible fósil que aumenta su participación relativa (Ver Fig. 4).

De acuerdo con el Informe *BP Energy Outlook 2030* el gas natural seguirá siendo el combustible de mayor crecimiento y su demanda se incrementará en un 50% de 2010 a 2030.

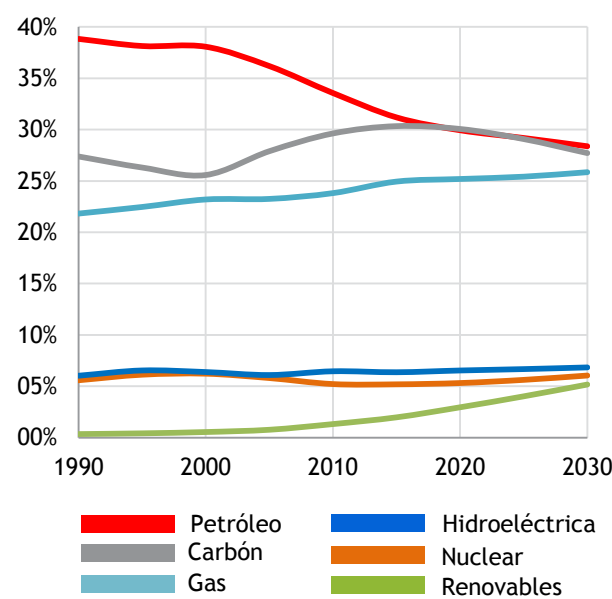


Fig. 4 Proyección de Participación en la Canasta Energética Mundial. Fuente: BP Energy Outlook 2030

Así, en 2035 la participación del gas natural igualaría al carbón y en 2050 pasaría a ocupar el segundo lugar por encima de éste. [5]

Sin embargo, el alcance de los objetivos del Escenario 2DS implica la necesidad de adoptar diversas políticas y tecnologías de eficiencia energética para dar un rápido viraje a la tendencia actual de aumento de emisiones. Entre las tecnologías necesarias están [4]:

- *Captura y almacenamiento de carbono (CCS)* en plantas termoeléctricas a carbón y gas.
- El incremento de la eficiencia en generación eléctrica y en su uso final.
- Mayor participación de energías renovables, incluyendo biocombustibles.
- La sustitución de combustibles sólidos y líquidos por gas natural para generación termoeléctrica.
- Eficiencia en el uso final de combustibles.

La Figura 5 presenta la contribución necesaria por parte de cada alternativa, hacia la disminución de emisiones de CO<sub>2</sub>.

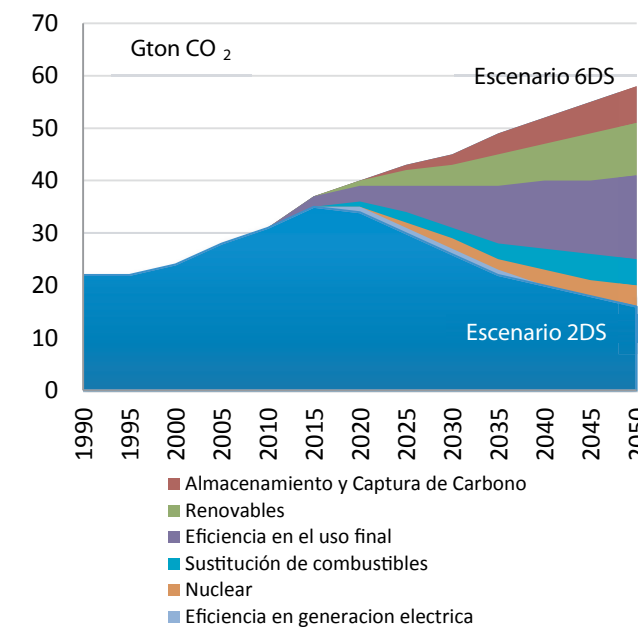


Fig. 5 Abanico de alternativas para la transición del Escenario 6DS al 2DS.

Gracias a su flexibilidad, eficiencia y menores emisiones, a 2030 el gas natural se proyecta como el combustible ideal para la sustitución del carbón y de los combustibles líquidos para generación eléctrica. Por ejemplo, Centro América y el Caribe han comenzado a avanzar en esta dirección. Un Convenio recientemente firmado permitirá el suministro durante 15

años, de 69,5 millones de pies cúbicos diarios de gas natural del Pozo “La Creciente”, ubicado en Sucre, Colombia. Con este Convenio se busca reemplazar el *fuel-oil* y *diesel* que actualmente se utilizan en gran parte de la región para la generación de electricidad, y estimular el mercado del gas natural hacia los sectores industrial y residencial de estos países. [6] (Ver Fig. 6).

Posterior a 2030, la generación eléctrica basada en gas natural deberá asumir el papel de complementar y dar flexibilidad a las energías renovables variables en situaciones de alta demanda y baja disponibilidad. Aún dentro de las metas ambiciosas del escenario 2DS en materia de reducción de emisiones a 2050, el gas natural seguirá siendo un combustible importante en todos los sectores y su demanda sería hasta un 10% mayor respecto a 2009. [4]

### HACIA UN NUEVO ESCENARIO: LA “ERA DORADA” DEL GAS NATURAL.

**ESCENARIO GAS.** Recientemente la IEA ha señalado en el informe *World Energy Outlook -WEO2011* que, a pesar de ciertas incertidumbres locales, en general existe una serie de condiciones favorables, tanto en la oferta y en la demanda, que permitirán que el gas natural juegue un papel más importante en las próximas décadas. Los abundantes recursos de gas distribuidos en todas las regiones, los beneficios ambientales en comparación con otros combustibles fósiles, los últimos avances tecnológicos y el aumento del comercio de GNL, permiten augurar una “era dorada” del gas natural (escenario GAS).[7]

Sin embargo, este nuevo escenario depende del desarrollo rentable, pero sobre todo ambientalmente aceptable, de los importantes recursos de gas no convencional (gas de esquisto, *tight gas* y metano asociado al carbón) existentes en el planeta. A pesar de los actuales desarrollos tecnológicos, persisten las preocupaciones sociales y ambientales por los impactos causados por la extracción de gas no convencional. Estas preocupaciones están relacionadas principalmente con [8]:

- Los altos volúmenes de agua necesarios, y su sobreconsumo en las áreas de explotación.
- La contaminación de la tierra, el agua superficial y las aguas subterráneas, debido a posibles derrames de los compuestos utilizados en las fracturas, y de las aguas contaminadas que eventualmente regresan a la superficie una vez concluido el proceso.



Fig. 6 Proyecto de Exportación de GNL de Colombia a Centro-américa

global de la demanda de energía primaria, una contribución mayor que la realizada por cualquier otro combustible y equivalente al crecimiento de la demanda combinada de carbón, petróleo y nuclear. Para 2035, el gas natural habrá superado el carbón para convertirse en el segundo combustible más importante en el mix energético.” [7]

Con estas perspectivas, en 2035 EEUU sería el primer productor a nivel mundial (28bpc), por encima de Rusia (26bpc). Ante el decline de los actuales campos en producción, (que para 2035 representarán únicamente el 20% de la producción total) se requerirá incrementar la producción de fuentes no convencionales hasta 56bpc/año adicionales a los recursos por descubrir y desarrollar (Fig. 7).

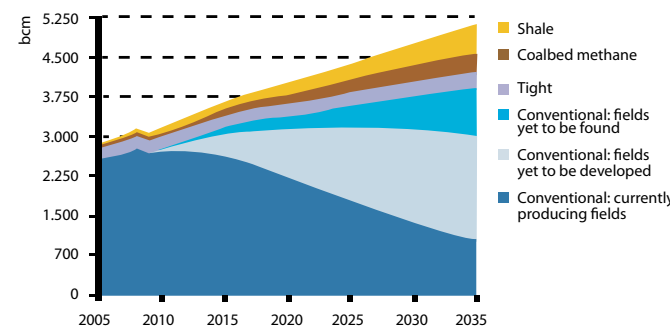


Fig. 7 Producción de gas natural por fuente en el escenario GAS.

Sin embargo, con la aplicación de tecnologías de captura y almacenamiento de carbono es posible reducir considerablemente las emisiones del consumo de gas, y sostener la reducción de emisiones más allá de 2035. [7]

### CONCLUSIONES

En todos los escenarios de políticas climática y energética, el gas natural es el único combustible fósil que aumenta su participación en la canasta energética mundial, incluso superando al carbón. Por sus menores emisiones de carbono por unidad de energía generada, así como su abundancia, eficiencia y flexibilidad, el gas natural es el sustituto ideal para los combustibles sólidos y líquidos, especialmente en generación eléctrica, transporte y en el sector industrial.

El florecimiento de una Edad de Oro del gas natural impulsado por los desarrollos de las reservas de gas no convencional, depende del acogimiento de las reglas que garanticen su mejor desempeño ambiental, así como las condiciones políticas y de mercado para su competitividad. Si bien el gas natural por sí solo no constituye la respuesta al desafío del cambio climático, está llamado a desempeñar un papel clave en la transición hacia un sistema energético más limpio y sustentable.

### REFERENCIAS

[1] IPCC, «Cambio Climático 2007. Informe de Síntesis. Informe del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático». 2007.  
 [2] BP, «BP Statistical Review of World Energy», 2012.  
 [3] IEA, «IEA Statistics - CO2 Emissions from fuel combustion Highlights», 2011.  
 [4] IEA, *Energy Technology Perspectives 2012 Pathways to a Clean Energy System*. 2012.  
 [5] BP, «BP Energy Outlook 2030», 2012.  
 [6] «27/03/2012 - Pacific Rubiales Is Poised To Enter Lng Export Market», *PACIFIC RUBIALES NEWS RELEASE*. [Online]. Available: <http://www.pacificrubiales.COM>. [Accessed: 29-jun-2012].  
 [7] IEA, «World Energy Outlook 2011- Special Report: Are We entering a Golden Age of Gas?», 2011.  
 [8] Tyndall Center, «Shale gas: an updated assessment of environmental and climate change impacts», University of Manchester, 2011.  
 [9] IEA, «World Energy Outlook 2012- Special Report: Golden Rules for a Golden Age of Gas», 2012.

### EMISIONES DE CO2.

A nivel mundial, el auge del gas natural sobre las emisiones tiene dos efectos contrarios. Por una parte, los menores precios de gas natural permitirán que desplace al petróleo y carbón, y consecuentemente disminuirán las emisiones netas. Pero por otra parte, los menores precios también favorecerían al gas natural sobre las fuentes de cero emisiones de carbono, como las energías renovables y la energía nuclear.

De esta manera, las emisiones relacionadas con la energía para el escenario GAS alcanzarán 36,8 x10<sup>9</sup> toneladas en 2035, (más del 20% en comparación con 2010) pero apenas un 0,5% menor que el escenario 4DS para el mismo año.

En ese sentido la IEA ha resaltado que “si bien un papel mayor para el gas natural en el mix energético global trae beneficios ambientales que sustituye a otros combustibles fósiles, el gas natural por sí solo no puede proporcionar la respuesta al desafío del cambio climático”.

- El uso de una gran variedad de sustancias químicas (la mayoría desconocidas, y otras identificadas como tóxicas, cancerígenas, mutagénicas o “en sospecha de serlo”)
- Venteo de gases de efecto invernadero, como el metano, con un potencial de calentamiento global 25 veces mayor que el dióxido de carbono.
- Cambios en el uso de la tierra, alteración del paisaje, y contaminación sonora.

- Buscar oportunidades de economía de escala, así como para el desarrollo coordinado de la infraestructura local que pueda reducir los impactos ambientales.
- Asegurar un alto nivel de desempeño ambiental.

La aplicación de estas Reglas de Oro no es suficiente para determinar el desarrollo exitoso del escenario GAS impulsado por la explotación de gas no convencional. Otros factores claves son el descubrimiento y acceso a los recursos, los marcos regulatorios y fiscales, la disponibilidad de la tecnología, la infraestructura existente, el mercado y la disponibilidad de agua necesaria para la extracción.

Suponiendo que se dan todas las condiciones políticas necesarias, de mercado y los avances tecnológicos, así como la aplicación consistente de las Reglas de Oro, para 2020 la demanda de gas aumentaría en más de 24,7 billones de pies cúbicos (en comparación con los niveles de 2010). En el período de 2020-2035, aumentaría en 38,8 billones de pies cúbicos para alcanzar un total de 180,1 billones de pies cúbicos. [9]

Bajo este escenario, de acuerdo con la IEA “el gas representa cerca de un tercio del aumento

### LAS REGLAS DE ORO.

La IEA ha publicado una serie de “Reglas de Oro”, como los principios que deberían orientar el desarrollo de la *Era dorada del Gas*, sobre la base de un alto desempeño ambiental que permita su aceptación pública. Estas Reglas de Oro son[9]:

- Medición y divulgación de los impactos, e involucramiento de las partes interesadas.
- Selección de los lugares de perforación, para minimizar los impactos.
- Aislamiento de pozos, y prevención de fugas.
- Tratamiento responsable del agua.
- Eliminar el venteo, minimizar la quema de gas en tea (antorcha) y otras emisiones fugitivas.

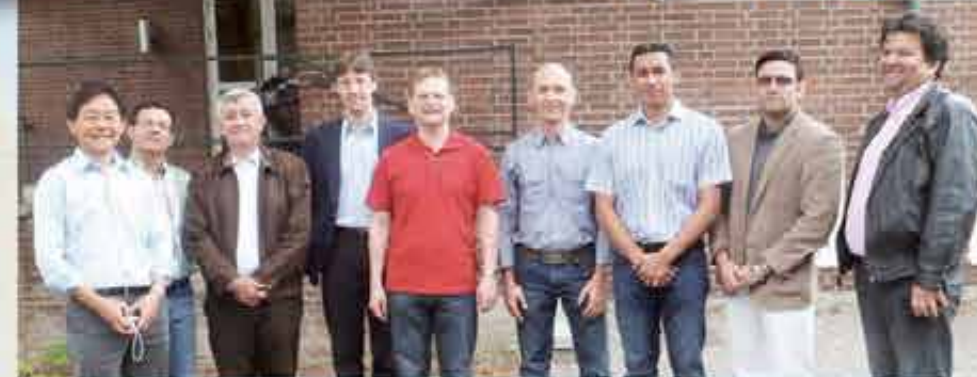


# Misión Tecnológica Europa-Gas

e-on | Ruhrgas



PTB



PIGSAR™



VSL



gasunie



Dentro del marco del Proyecto COLCIENCIAS - TGI S.A. - CDT de GAS, estructurado para el Diseño, Construcción y Puesta en Operación de un Laboratorio Móvil para Ensayos de Calidad y Metrología del Gas Natural en Colombia, se llevó a cabo el pasado mes de Mayo una **Misión Tecnológica** a las más importantes transportadoras de gas natural (Gasunie y e-on Ruhrgas), así como a tres de los más importantes Institutos Nacionales de Metrología (VSL - PIGSAR - PTB), establecidos todos ellos en Holanda y Alemania.

 Corporación CDT de GAS  
Centro de Desarrollo Tecnológico del GAS



Departamento Administrativo de  
Ciencia, Tecnología e Innovación  
Colciencias  
República de Colombia.

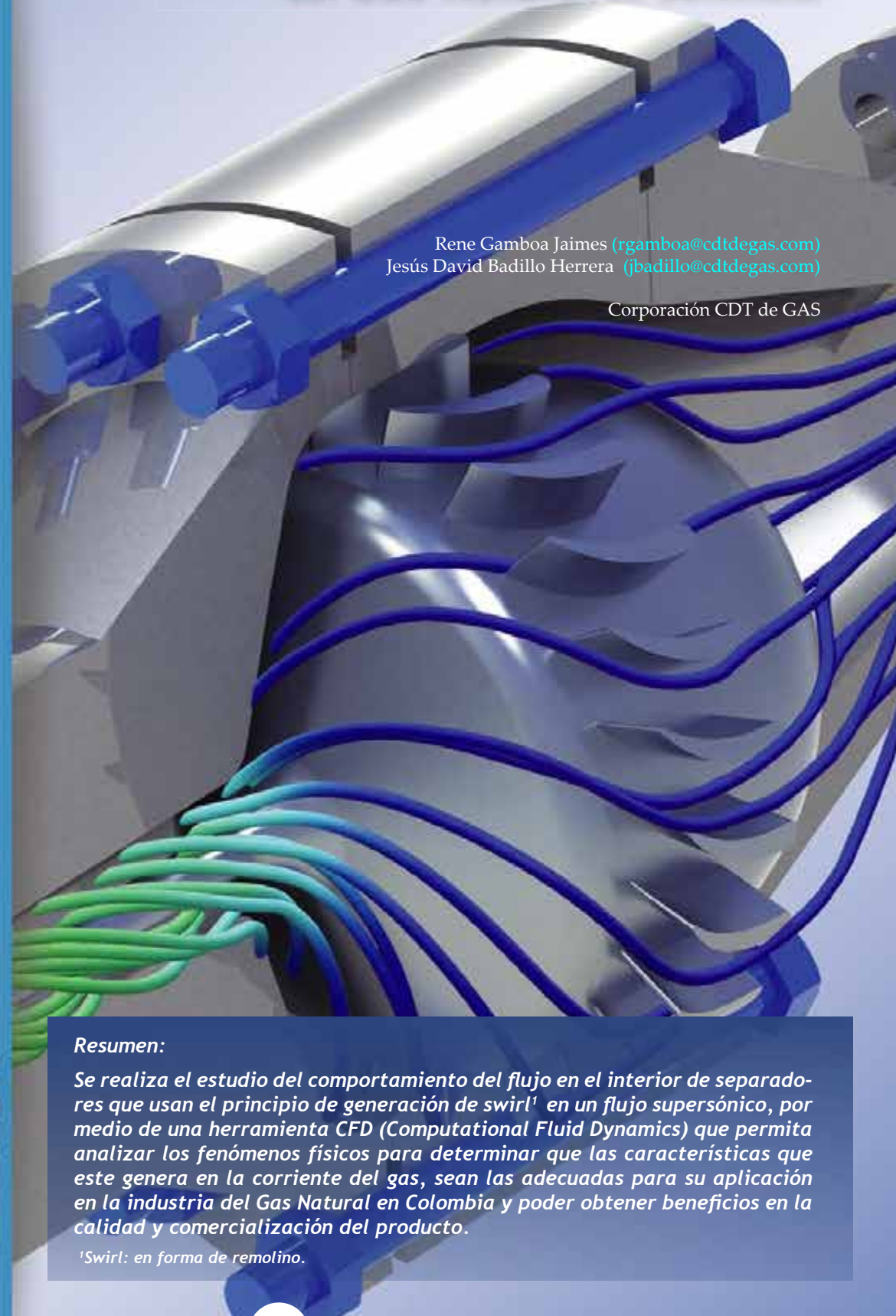
Libertad y Orden

 IPT  
INSTITUTO DE  
PESQUISAS  
TECNOLÓGICAS

 TGI  
GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ

## Separadores Gas - Líquido Supersónicos

Simulación CFD, aplicación en la Industria del Gas Natural en Colombia.



Rene Gamboa Jaimes (rgamboa@cdtdegas.com)  
Jesús David Badillo Herrera (jbadillo@cdtdegas.com)

Corporación CDT de GAS

### Resumen:

Se realiza el estudio del comportamiento del flujo en el interior de separadores que usan el principio de generación de swirl<sup>1</sup> en un flujo supersónico, por medio de una herramienta CFD (Computational Fluid Dynamics) que permita analizar los fenómenos físicos para determinar que las características que este genera en la corriente del gas, sean las adecuadas para su aplicación en la industria del Gas Natural en Colombia y poder obtener beneficios en la calidad y comercialización del producto.

<sup>1</sup>Swirl: en forma de remolino.

### 1. INTRODUCCIÓN

La ciencia, la tecnología y la innovación son aspectos que se deben tener en cuenta para alcanzar nuevos desarrollos en la industria del Gas Natural en Colombia; este pensamiento permite identificar alternativas que ofrecen beneficios en calidad, economía, utilidad entre otros.

En los diversos procesos realizados en la producción, transporte, distribución y uso final del Gas Natural se debe tener en cuenta que mejorar la calidad de la composición química del gas no sólo está reglamentado, sino que se puede obtener un beneficio de ello. Uno de los principales procesos realizados al Gas Natural es la separación de condensado para mejorar y optimizar su transporte y distribución. Si se estudia y se mejora este proceso, se puede realizar la separación de los componentes C3+ del Gas Natural mejorando la calidad y además permitiendo obtener otros beneficios de los componentes separados al comercializarlos de manera independiente, como es el caso del Gas Licuado del Petróleo, más conocido en Colombia como GLP.

Una técnica reciente que puede ser aplicada para buscar las mejoras necesarias, es la separación por medio de la generación de swirl en flujos supersónicos, adelanto tecnológico que permite aprovechar la condensación forzada de los componentes pesados para poder separarlos con facilidad, determinando su ubicación en el flujo. Para facilitar el estudio se realizó el análisis del flujo por medio de una herramienta CFD que permite simular diferentes situaciones y alternativas de forma rápida y precisa encontrando los parámetros de diseño requeridos para obtener un proceso óptimo. El uso de herramientas de simulación permite realizar estudios de alto nivel en tiempos reducidos y con resultados muy aceptables que disminuyen notablemente los recursos que se deben invertir en el estudio de fenómenos y en desarrollo de prototipos.

### ABREVIATURAS

- V Velocidad del fluido.
- c Velocidad del sonido.
- A Área transversal.
- P Presión.
- $\rho$  Densidad.
- M Número de Mach.
- T Temperatura.

### 2. GENERALIDADES

#### 2.1. Gas Natural

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos livianos en estado gaseoso (ver Tabla 1) constituido principalmente por metano, y en menores proporciones por etano, propano y otros hidrocarburos más pesados. Contiene además algunas impurezas tales como nitrógeno, dióxido de carbono, ácido sulfhídrico, vapor de agua entre otros, los cuales pueden generar problemas en el transporte del energético, por lo cual deben ser retirados del mismo [1].

COMPUESTO	CONCENTRACIONES	
	Mínima (% mol)	Máxima (% mol)
Metano	74,0	98,0
Etano	0,25	12,5
Propano	0,02	5,4
i-Butano	0,0	1,5
n-Butano	0,0	1,5
i-Pentano	0,0	0,6
n-Pentano	0,0	0,4
Hexano+	0,0	0,4
CO <sub>2</sub>	0,0	5,5
O <sub>2</sub>	0,0	0,5

El gas natural puede contener trazas de sulfuro de hidrogeno y vapor de agua. Estos son valores típicos. El valor real depende de la fuente de suministro

Tabla 1. Componentes del Gas Natural [1]

#### 2.2. Procesamiento del Gas Natural

Uno de los principales procesos a los que debe someterse el gas natural es la separación de componentes como etano, propano y butano a partir de una mezcla de hidrocarburos gaseosos extraídos en un campo petrolero. Como resultado de este proceso se pueden obtener principalmente tres productos:

- Gas Residual o Pobre: Se refiere a gas compuesto por metano principalmente, aunque pueden existir contenidos apreciables de etano. Este posee un poder calorífico de alrededor de 100 BTU/ft<sup>3</sup> si el contenido de sustancias no-hidrocarburos es mínimo.
- Gases Licuados del Petróleo (GLP): Gas compuesto principalmente por propano (C<sub>3</sub>) y butano (C<sub>4</sub>), el cual se considera puro; puede contener otros hidrocarburos livianos.
- Líquidos del Gas Natural (NGL): Compuesto por hidrocarburos líquidos, a partir del

La ciencia no es sino una perversión de sí misma, a menos que tenga como objetivo final, el mejoramiento de la humanidad. Nicola Tesla, Inventor Austróhúngaro.

La actividad científica está orientada a satisfacer la curiosidad, y a resolver las dudas, acerca de cuáles son y cómo están organizadas las leyes de la naturaleza.

Seguros de que la comunidad científica nacional e internacional, utilizará la Revista MET&FLU como un medio para compartir los hallazgos de alta relevancia, cada semestre nuestros lectores encontrarán un tema de su agrado que facilitará la transferencia del conocimiento al ritmo que nuestra sociedad, nos lo exige.

ESPECIFICACIONES	SISTEMA INTERNACIONAL	SISTEMA INGLES
Máximo poder calorífico bruto (GHV)	42,8 MJ/m <sup>3</sup>	1150 BTU/ft <sup>3</sup>
Mínimo poder calorífico bruto (GHV)	35,4 MJ/m <sup>3</sup>	950 BTU/ft <sup>3</sup>
Punto de Rocío de Hidrocarburos	7,2 °C	45 °F
Contenido total de H <sub>2</sub> S máximo	6 mg/m <sup>3</sup>	0,25 grano/100PCS
Contenido total de azufre máximo	23 mg/m <sup>3</sup>	1,0 grano/100PCS
Contenido CO <sub>2</sub> , máximo en % volumen	2%	2%
Contenido de N <sub>2</sub> , máximo en % volumen	3%	3%
Contenido de inertes máximo en % volumen	5%	5%
Contenido de oxígeno máximo en % volumen	0,1%	0,1%
Contenido de agua máximo	97 mg/m <sup>3</sup>	6,0 Lb/MPCS
Temperatura de entrega máximo	49 °C	120°F
Temperatura de entrega mínimo	4,5 °C	40 °F
Contenido máximo de polvos y material en suspensión	1,6 mg/m <sup>3</sup>	0,7 grano/1000 pc

Tabla 2. Especificaciones para el transporte del Gas Natural [2]

pentano, extraídos de la refinación del gas natural; es también conocida como gasolina natural.

Cuando del proceso de separación de gas natural se obtienen altos grados de pureza para C<sub>2</sub>, C<sub>3</sub>, y C<sub>4</sub> se le conoce como fraccionamiento. Los hidrocarburos pesados son separados por varias razones:

- Por requerimientos para carga en la refinería o planta petroquímica de materiales como etano, propano y butano.
- Por presentar un mayor valor agregado como productos de mercado independientes.
- Para el cumplimiento de las normatividades referentes a la calidad del gas, que

determinan límites adecuados para el transporte y consumo (garantizar combustiones eficientes en hornos, calderas e inclusive en gasodomésticos).

En Colombia, los lineamientos de calidad, transporte y la distribución del gas natural son dictaminados por la *Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)* por medio del Registro Único de Transporte-RUT [2].

### 2.3. Clasificación de flujos

De acuerdo a la relación que existe entre la velocidad del fluido “V” y la velocidad del sonido en el mismo fluido “c”, relación conocida como número Mach<sup>2</sup>, es posible subdividir el flujo en diferentes categorías tal como se muestra a continuación:[3]

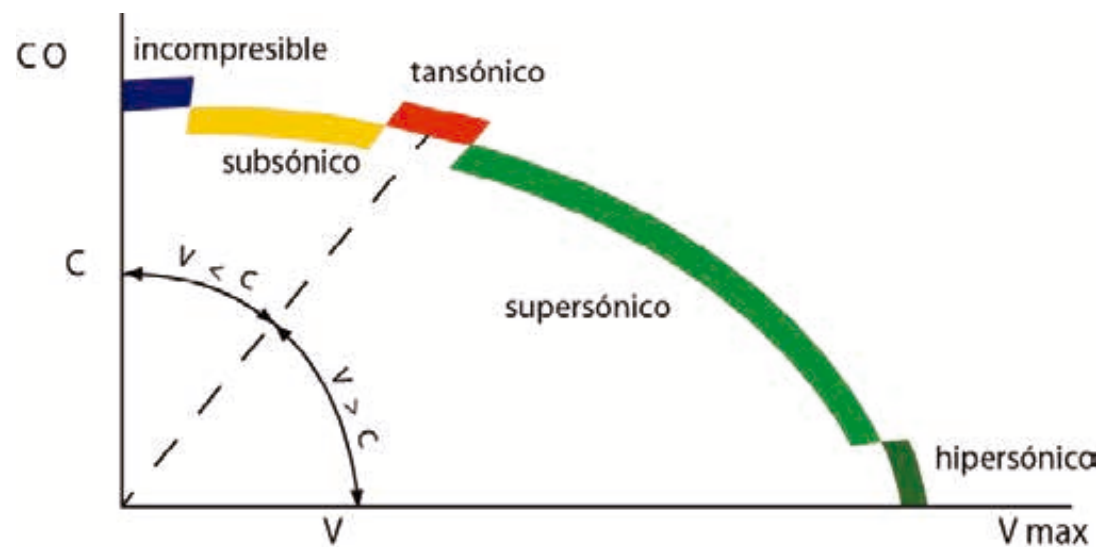


Fig. 1 Elipse del flujo estable y adiabático. Fuente: El Autor

<sup>2</sup> Numero Mach  $M = V/c$

- Flujo incompresible: La velocidad del fluido es pequeña en comparación con la velocidad del sonido. Los cambios en c, debido a cambios de presión y/o temperatura, son pequeños comparados con los cambios en V.
- Flujo compresible subsónico: La velocidad del fluido, aunque menor, es comparable a la velocidad del sonido. Los cambios en el número de Mach ocurren principalmente por el cambio en V.
- Flujo transónico: La diferencia entre V y c es pequeña comparada con cualquiera de estas dos variables.
- Flujo supersónico: La velocidad del fluido es mayor que la velocidad del sonido. Los cambios en el número de Mach se presentan a través de grandes variaciones tanto en V como en c.
- Flujo hipersónico: La velocidad del fluido es muy grande comparada con la velocidad del sonido. Los cambios en V son muy pequeños comparados con los cambios en c, y la variación del número de Mach es exclusivamente dependiente de los cambios en c.

### 2.4. Efectos de la variación del área en el flujo

Para desarrollar las ecuaciones que expresan las variaciones de las propiedades del fluido, se relacionará el número de Mach, la presión, la temperatura y la densidad con la velocidad y el área de flujo suponiendo flujo isentrópico y unidimensional.[3]

Al diferenciar y combinar las ecuaciones de conservación de la masa y conservación de la energía mecánica se obtiene la siguiente expresión:

$$\frac{dA}{A} = \frac{dP}{\rho V^2} (1 - M^2)$$

A partir de esta relación puede describirse la variación de la presión en función del área de flujo.

Si se tiene en cuenta que  $\rho$ , A y V son variables mayores que cero, se puede inferir lo siguiente:

- En flujos subsónicos M es menor que 1, por lo que el término  $1 - M^2$  es mayor que cero, lo cual indica que los cambios en el área y la presión serán también mayores a

cero ( $dA/dp > 0$ ), por tanto, cuando el área aumenta la presión también aumenta. Esta es la razón por la cual el flujo subsónico disminuye la presión a través de un conducto convergente, cuando el área disminuye, tal como sucede en toberas subsónicas) y aumenta en conductos divergentes como *difusores subsónico*.

- En flujos supersónicos M es mayor que 1, por tanto el término  $1 - M^2$  es menor que cero, por lo que ( $dA/dp$ ) < 0. Esto implica que la presión del fluido debe disminuir cuando el área aumenta y viceversa. Por lo tanto a velocidades supersónicas, la presión disminuye en ductos divergentes (*toberas supersónicas*) y aumenta en ductos convergentes (*difusor supersónico*).

Otra expresión importante se obtiene si en la ecuación de conservación de la masa se sustituye el término  $\rho V$  por  $(-dP/dV)$ :

$$\frac{dA}{A} = -\frac{dV}{V} (1 - M^2)$$

De donde podemos deducir que para las características del flujo tenemos:

- Para el subsónico ( $M < 1$ ), la relación ( $dA/dV$ ) < 0.
- Para el sónico ( $M = 1$ ), la relación ( $dA/dV$ ) = 0
- Para el supersónico ( $M > 1$ ), la relación ( $dA/dV$ ) > 0.

En la Fig. 2 se presenta, en forma esquemática, las variaciones en las propiedades de un fluido en relación al área de flujo para los casos subsónico y supersónico.

El diseño de la geometría interna de una tobera depende entonces de la velocidad máxima del fluido en relación con la velocidad del sonido. Para acelerar un fluido es necesario utilizar una tobera convergente a velocidades subsónicas y una tobera divergente a velocidades supersónicas.

Por otro lado, con una tobera convergente la velocidad más alta que se puede conseguir es la sónica ( $M = 1$ ), y esta se obtendrá en la garganta bajo las mismas condiciones de temperatura y presión. Aumentando la longitud de la boquilla, no se consigue acelerar la velocidad sónica

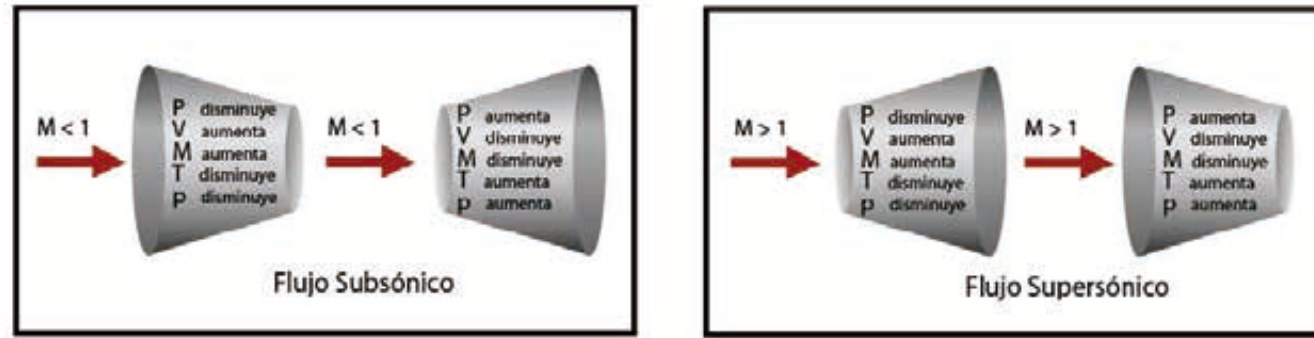


Fig. 2 Cambios de propiedades en función del área.  
Fuente: El Autor

del flujo y la máxima velocidad seguirá siendo la correspondiente al número de Mach ( $M = 1$ ) como se observa en la Fig. 3.

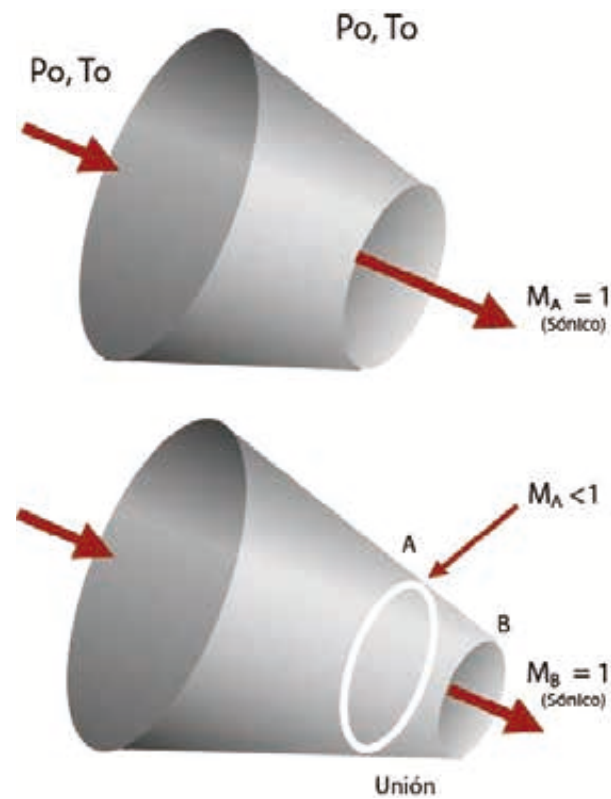


Fig. 3 Velocidades en una tobera convergente.  
Fuente: El Autor

El flujo de un fluido a través de una curva origina un movimiento de rotación (A) en el flujo interno de la tubería recta aguas abajo de la curva, superponiéndose al desplazamiento (B) del fluido que se mueve hacia delante. Esta superposición resulta en un patrón de flujo compuesto (C) como se ilustra en la Fig. 5.

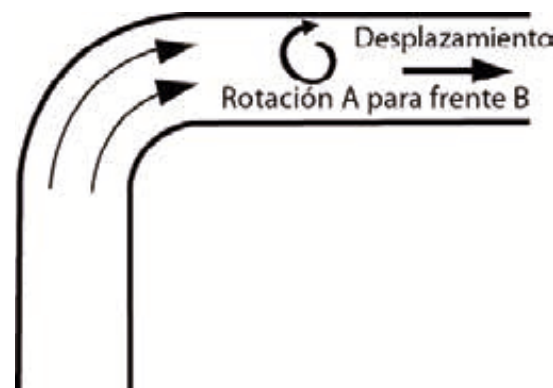


Fig. 4 Rotación inducida por una curva en la tubería.

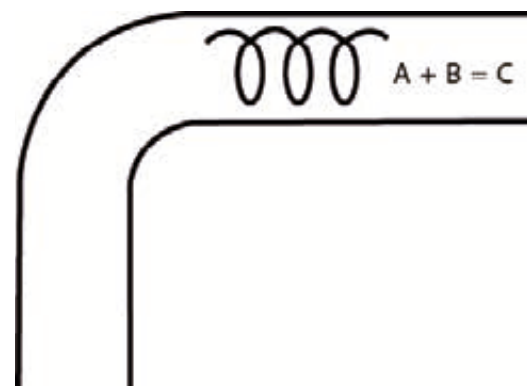


Fig. 5 Combinación de efectos de rotación y desplazamiento.

## 2.5. Flujo Swirl

Curvas, codos, válvulas, etc., pueden producir una perturbación en el flujo, conocida como rotación, conforme se ilustra esquemáticamente en las Fig. 4 y Fig. 5 [4].

## 3. ESTUDIO DE FLUJO EN SEPARADORES SUPERSÓNICOS

Esta tecnología es ampliamente utilizada actualmente a nivel mundial para condensar y separar vapor de agua e hidrocarburos pesados de las corrientes de gas natural. Este sistema no presenta partes móviles, lo cual asegura alta eficiencia y disponibilidad. La velocidad supersónica se alcanza en cortos tiempos de residencia de la mezcla gas-líquido, evitando así la formación de hidratos. Adicionalmente no necesita de compuestos químicos o sistemas de regeneración asociados para su funcionamiento, por tanto este sistema es económico y amigable con el medio ambiente.

*El comportamiento termodinámico de este dispositivo es similar al de un turboexpander, combinando los procesos de expansión, separación ciclónica gas-líquido y re-compresión en un mismo equipo*

El comportamiento termodinámico de este dispositivo es similar al de un turboexpander, combinando los procesos de expansión, separación ciclónica gas-líquido y re-compresión en un mismo equipo; sin embargo, un turboexpander convierte la caída de presión en energía, mientras que el separador supersónico alcanza una caída de temperatura transformando la presión en energía cinética.

En el separador, el gas es inducido a un giro por medio de álabes estáticos; este giro concéntrico debe ser superior a las 500,000 gravedades. Posteriormente el gas es expandido a velocidades supersónicas, generando caídas de temperatura y presión que ocasionan la condensación de hidrocarburos. Debido al giro del gas, las gotas son centrifugadas, por lo que esta fase se

ubica en la pared del separador y es extraída de la mezcla gaseosa por medio de un separador ciclónico coaxial. Por último, el gas seco pasa a través del difusor donde se recupera 80-85% de la presión original si la presión de entrada es suficientemente alta.

### 3.1. Diseño asistido por computador "CAD"

El diseño del dominio del fluido en el software CAD permite representar de forma exacta la geometría interna del separador en el que se realizará el estudio del flujo. Esto permitirá visualizar las propiedades termodinámicas y los fenómenos de transporte que se puedan presentar en el interior del separador.

En la Fig. 6, se presenta el sólido de un separador supersónico donde la generación del swirl se realiza antes de acelerar el flujo.

En este trabajo sólo se simula el flujo hasta la zona donde este es separado, y no se detalla la salida del gas ni de los condensados del sistema. Para el desarrollo de la simulación es necesario realizar antes el enmallado del sólido, lo cual permite la discretización del sistema y posterior solución de las ecuaciones por medio de técnicas de simulación CFD (ver Fig. 7, 8 y 9).

Al realizar el enmallado se debe seleccionar la distribución correcta del sistema, con el fin de hacer un buen balance entre precisión de los resultados y tiempo de cálculo de la simulación.



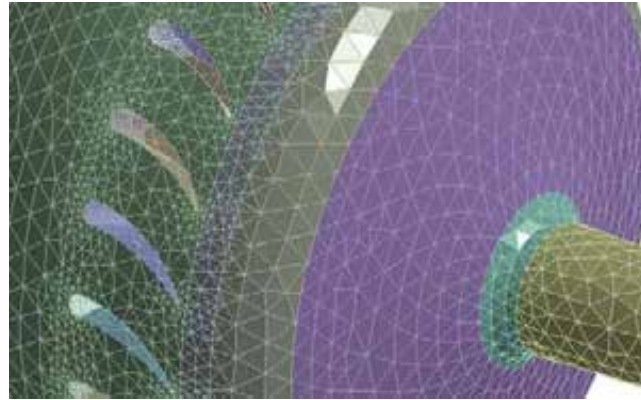


Fig. 8 Detalle de malla en el generador de swirl. Vista A  
Fuente: El Autor

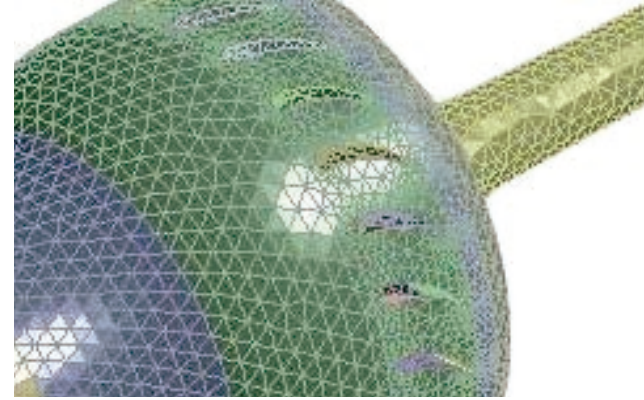


Fig. 9 Detalle de malla en el generador de swirl. Vista B  
Fuente: El Autor

### 3.2. Análisis CFD

CFD (Computational Fluid Dynamics) es una rama de la mecánica de fluidos encargada de analizar el comportamiento termodinámico y fenomenológico de los fluidos bajo ciertas condiciones de operación en un equipo determinado. El análisis en el software CFD requiere tener muy claras las condiciones límites del separador con el fin de obtener resultados acordes con la realidad.

El dominio del fluido será limitado al espacio del sólido generado en el CAD. Las propiedades termodinámicas de cada uno de los componentes del gas natural se definirán por medio del modelo termodinámico de Redlich y Kwong [5].

Las condiciones consideradas inicialmente para el estudio fueron presión, temperatura y composición de entrada del gas al separador. Se identificaron cuáles son los parámetros de diseño que permiten obtener unas condiciones de salida adecuadas.

Las condiciones de entrada del separador fueron modificadas por medio de la redefinición de los parámetros y la variación de la geometría. Algunos de las modificaciones fueron: el ángulo de los alabes de generación de swirl, la relación de áreas que permite la aceleración del flujo a un régimen supersónico y la distancia que presenta la zona de separación para permitir que el flujo se estabilice. Estas variaciones permitieron definir los parámetros de mayor incidencia en la eficiencia del sistema de separación supersónica.

## 4. RESULTADOS

Los estudios realizados en software CFD permitieron analizar el comportamiento del flujo dentro de los separadores diseñados. En la Fig. 10 se pueden apreciar las líneas de flujo, las cuales evidencian la formación del flujo swirl.



Fig. 10 Líneas de flujo en el separador con generador de swirl.

Los intervalos de velocidades representados se encuentran entre los siguientes valores: velocidades mínimas entre 0 a 60 m/s (azul) y las velocidades máximas de 360 a 420 m/s (rojo).

### 4.1. Régimen Supersónico

El régimen supersónico permite que las propiedades del gas cambien de forma drástica, lo cual es favorable para la separación de hidrocarburos pesados.

Para poder interpretar los resultados y conocer si se ha obtenido un régimen supersónico se debe realizar el cálculo de la velocidad del sonido en el gas y así evaluar el número Mach; el software CFD realiza este cálculo de forma automática.

En la Fig.11 se puede determinar el rango máximo de número de Mach entre 1,2 y 1,5 (rojo). Los resultados anteriores se validan revisando las fórmulas que usa el software CFD para realizar el cálculo de la velocidad del sonido confrontándola con la norma correspondiente[6].



Fig. 11 Numero de Mach en el separador supersónico con generador de swirl.

### 4.2. Condensación

La condensación en el interior del separador es uno de los fenómenos que se generan y permiten la separación de diferentes componentes del gas natural; esta se presenta por ayuda del régimen supersónico el cual genera caídas en la temperatura y en la presión del fluido generando condiciones adecuadas para que los hidrocarburos pesados pasen a fase líquida. En la Fig. 12 se puede apreciar las temperaturas presentes en el interior de cada uno de los tipos de separador supersónico obteniendo variaciones de temperatura entre los  $-40^{\circ}\text{C}$  (azul) y los  $20^{\circ}\text{C}$  (rojo). Este cambio de temperatura asegura la condensación de los componentes a separar en la corriente de gas natural.

La caída de presión del flujo en el separador puede llegar a los 60 bar, teniendo una presión de entrada del flujo de 100 bar.



Fig. 12 Temperatura en el separador con generador de swirl.

En la Fig. 13 se puede ver las presiones en el interior de los separadores que van desde 40-50 bar (azul) a 90-100 bar (rojo). Estos valores indican una expansión del flujo con eficiencia mayor al de la válvula Joule-Thompson empleada en esta labor en los actuales procesos de tratamiento de gas en Colombia.[7]



Fig. 13 Presión en el separador con generador de swirl.

### 4.3. El flujo en forma de remolino

Las condiciones presentadas anteriormente muestran la importancia de la generación del swirl, debido a que estas características de remolino permiten la extracción de las fases en el separador.

En la Fig. 14 se puede observar el corte transversal en la zona de separación. Se muestran adicionalmente las concentraciones volumétricas de Metano de 0,97 a 0,99 (rojo) lo que indica que se puede obtener un gas natural seco con un grado de separación altamente eficiente.

Con la información anterior es posible determinar a qué longitud del separador se debe localizar el separador ciclónico coaxial, de acuerdo a los resultados deseados en el grado de separación y la concentración de metano del gas seco.

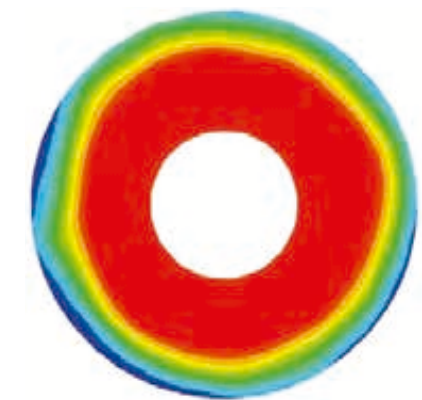


Fig. 14 Fracción volumétrica de Metano en el separador con generador de swirl.

## 5. VENTAJAS DE LAS SIMULACIONES CFD

La implementación de herramientas computacionales en el estudio del comportamiento de los fluidos en el interior de diferentes equipos utilizados en la industria, es hoy en día un hábito que toma cada vez más fuerza debido a que presenta múltiples ventajas tales como:

- Permitir una evaluación eficiente del comportamiento de los fluidos identificando los puntos críticos de los diferentes procesos.
- Reducir drásticamente los costos en la construcción y puesta en marcha de prototipos, evaluar diferentes parámetros tales como número de Reynolds, número de Mach, número de Rayleigh y orientación de flujo etc., los cuales permiten generar diseños más eficientes.
- Simular condiciones que no son reproducibles experimentalmente, tales como accidente o condiciones de operación que no son reproducibles en un laboratorio.
- Visualizar en detalle la información que no puede ser obtenida de los experimentos realizados.

Aunque estas técnicas presentan múltiples ventajas, es necesario entender que los métodos numéricos pueden presentar errores, por tanto pueden existir algunas diferencias entre los resultados obtenidos y la realidad.

## 6. VENTAJAS DE LAS TÉCNICAS DE SEPARACIÓN SUPERSÓNICA

Los separadores supersónicos son una tecnología que presenta grandes ventajas con respecto a los sistemas de separación convencionales implementados actualmente en Colombia, los cuales presentan grados de eficiencia en la separación entre el 60 y 70% y generan caídas de presión considerables, lo que implica la implementación de sistemas de compresión adicionales. Algunas de las ventajas de los separadores supersónicos se presentan a continuación:

- No presenta partes móviles, lo cual asegura una alta confiabilidad, bajos costos de mantenimiento y largos períodos de operación.
- La velocidad supersónica se alcanza en un corto tiempo de residencia evitando la formación de hidratos, los cuales generan serios problemas de transporte.

- Evita químicos y equipos asociados a la regeneración de algunos sistemas convencionales de separación, lo que lo convierte en un sistema económico y amigable con el medio ambiente.
- Evita la implementación de un gran número de equipos (intercambiadores de calor, contenedores, torres de destilación etc.) requeridas para la mayoría de procesos convencionales.
- Presenta un mayor grado de separación que los métodos habituales.
- Presenta bajas caídas de presión, por lo que disminuye los costos de compresión implementados para alcanzar las presiones establecidas por la regulación.
- Este tipo sistemas permiten también separar compuestos indeseados de las corrientes de gas natural, tales como vapor de agua, sin el uso de separadores adicionales
- Menor tamaño y peso que los sistemas usuales, lo que facilita su transporte
- En condiciones de operación adecuadas, permite obtener grados de separación del 96 al 98%.

## 7. APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA

Todas las ventajas mencionadas anteriormente, argumentan la implementación de este tipo de tecnología, sin embargo, este sistema es apropiado para separar hidrocarburos pesados y vapor de agua sólo en líneas de flujo en los que el caudal y la presión sean tal que la caída de presión generada sea mínima, produciendo una mayor eficiencia energética en el equipo.

Otro factor influyente, aunque no determinante, es la concentración del gas de entrada, pues aunque es posible alcanzar un gas seco de concentraciones similares a diferentes composiciones de entrada, la cantidad de hidrocarburos extraídos variará según sea el caso.

Adicionalmente, es necesario tener en cuenta que la implementación de estos sistemas está limitada a las condiciones de operación bajo las cuales fue diseñado y aunque puede operar bajo condiciones diferentes, su eficiencia podría no ser la misma.

*Este sistema es apropiado para separar hidrocarburos pesados y vapor de agua sólo en líneas de flujo en las que el caudal y la presión sean tal que la caída de presión generada sea mínima, produciendo una mayor eficiencia energética en el equipo.*

## 8. NUEVOS RETOS

La Corporación Centro de Desarrollo Tecnológico del GAS se encuentra actualmente desarrollando un estudio complementario, a partir de simulaciones CFD, que permita generar un prototipo de Separador Supersónico "Modular" que tendría la capacidad de adaptación a diferentes condiciones de operación, teniendo como limitante los requerimientos mínimos de funcionamiento de este tipo de sistemas, lo cual permitirá obtener un alto grado de separación de hidrocarburos pesados bajo diferentes condiciones.

## REFERENCIAS

- [1] "Hoja de seguridad del Gas Natural", ECOPETROL S.A.
- [2] "Reglamento Único de Transporte de Gas Natural", CREG.
- [3] Kreith, Frank. Mechanical Engineering Handbook, Chapter 3 Fluid Mechanics, 1999.
- [4] CDT de GAS. Metrología aplicada a sistemas de transferencia de custodia de gas, segunda parte. 2006.
- [5] Miller Richard W. Flow measurement engineering handbook. Tercera edición. Editorial McGraw-Hill.
- [6] AMERICAN GAS ASSOCIATION, AGA. Report N° 10 Speed of Sound in Natural Gas and other Related Hydrocarbon Gases. Rev January Año 2003
- [7] Vladimir Feygin, Salavat Imayev, Vadim Alfyorov, Lev Bagirov, Leonard Dmitriev, John Lacey SUPERSONIC GAS TECHNOLOGIES Trans-Lang Technologies Ltd., Calgary, Canada.

**SOLUCIONES TECNOLÓGICAS**  
Corporación CDT de GAS

**CDT de GAS de Colombia**  
Desarrollos de "SOFTWARE A LA MEDIDA", según las necesidades operativas de las empresas.

**MDM**  
Metrological Data Management  
Gestión de procesos de calibración y emisión de resultados asegurados metrologicamente (ISO/IEC 17025)

**GAS Balance Manager**  
Gas Balance Manager  
Determinación del balance de gas natural de una red de gasoductos.

www.cdtdegas.com

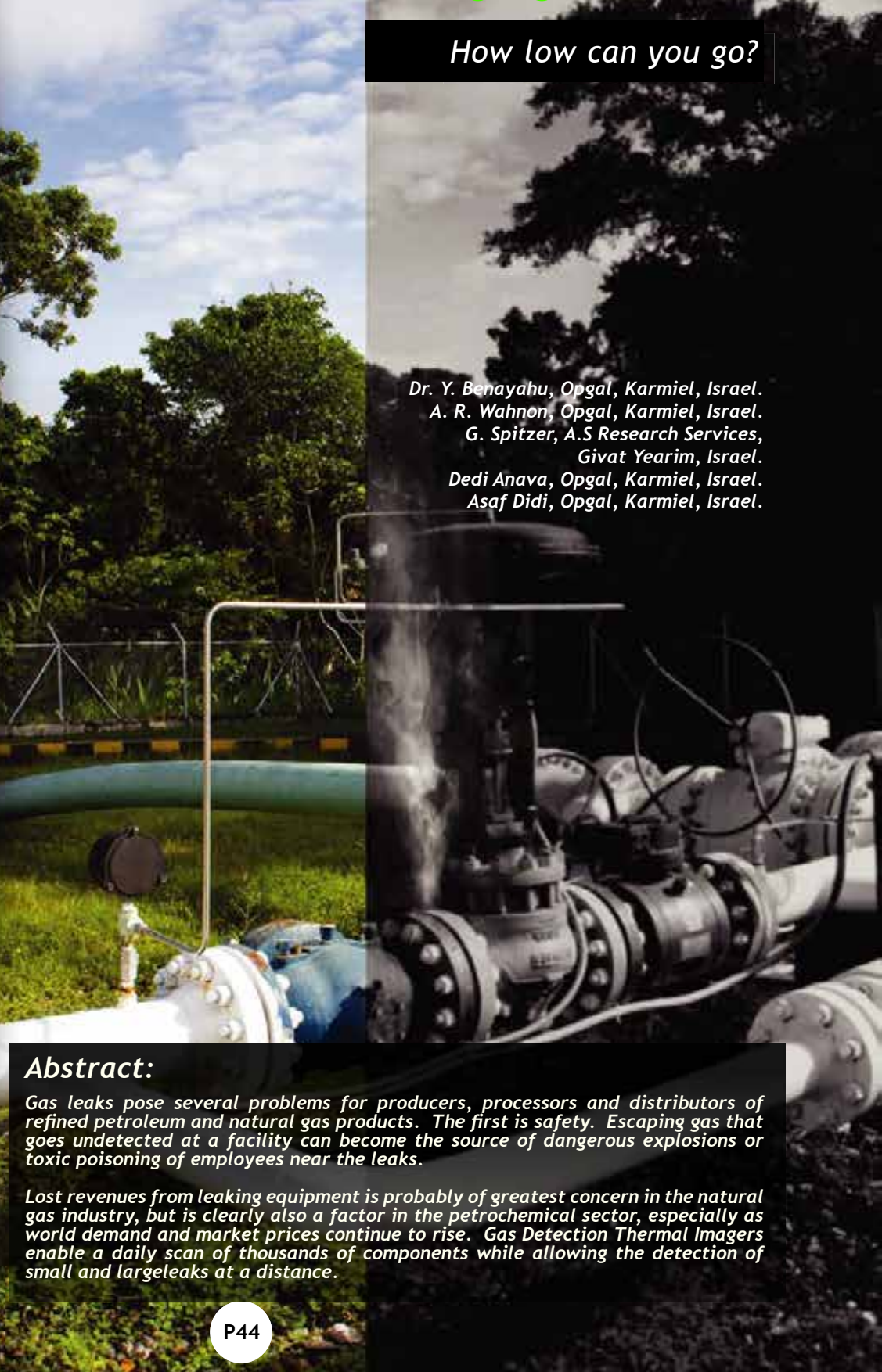
# Detection of low Gas leaks using Thermal Imaging Cameras:

How low can you go?

Dr. Y. Benayahu, Opgal, Karmiel, Israel.  
 A. R. Wahnou, Opgal, Karmiel, Israel.  
 G. Spitzer, A.S Research Services,  
 Givat Yearim, Israel.  
 Dedi Anava, Opgal, Karmiel, Israel.  
 Asaf Didi, Opgal, Karmiel, Israel.

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.



**Abstract:**

Gas leaks pose several problems for producers, processors and distributors of refined petroleum and natural gas products. The first is safety. Escaping gas that goes undetected at a facility can become the source of dangerous explosions or toxic poisoning of employees near the leaks.

Lost revenues from leaking equipment is probably of greatest concern in the natural gas industry, but is clearly also a factor in the petrochemical sector, especially as world demand and market prices continue to rise. Gas Detection Thermal Imagers enable a daily scan of thousands of components while allowing the detection of small and large leaks at a distance.

Gas leaks pose several problems for producers, processors and distributors of refined petroleum and natural gas products. The first is safety. Escaping gas that goes undetected at a facility can become the source of dangerous explosions or toxic poisoning of employees near the leaks.

The second is environmental. The fossil fuel industry, both by virtue of its own commitment to improved environmental protection and by the ever present threat of regulatory citation and fines, has placed increasing emphasis on detecting and repairing leaks. Finally, there is the lost revenue that escapes into the atmosphere with the leaking product. Lost revenues from leaking equipment is probably of greatest concern in the natural gas industry, but is clearly also a factor in the petrochemical sector, especially as world demand and market prices continue to rise. Gas Detection Thermal Imagers enable a daily scan of thousands of components while allowing the detection of small and large leaks at a distance.

The tests shows that a Thermal Imager camera can visualize methane mass flow of 0.35g/h at temperature differences of 2°C and Butane mass flow of 0.86 g/hour at temperature differences of 1°C. The results shows a much lower mass flow compared to the required threshold of 60 g/h in the Alternative Work Practice (AWC) for EPA method 21 in the US.

The Figure 1 shows a leak image, which is unnoticed to the naked eye in the color picture (left) and well viewed in the Normal (center) and Enhanced (right) modes. The images are part of the footage of the movie recorded. The leak is coming from a pin hole in a small pipe corner.

**1. INTRODUCTION**

Volatile organic compounds (VOCs) that are mostly emitted from leaking components in the petroleum refining and petrochemical processing facilities; these hydrocarbon emissions are tightly regulated by the U.S. Environmental Protection Agency -EPA under the LDAR program. The relevant regulation prescribes a precise work practice to detect and repair any leaks found within refineries, storage and conveyance systems and emanating from a catalogued equipment component (as opposed to those not catalogued and targeted by EPA). Each component must be inspected quarterly. The work practice is known as Method 21. Under M21, crews utilize a gas detector with a wand-like probe and physically “sniff” every valve, flange and fitting at a regulated facility. The leak detector, known as an organic vapor analyzer (OVA), measures only the concentration of the leaking gas, not the volume. Thus a tiny leak, while it may emit a high concentration of gas may generate only a low total volume of gas. Regardless of the volume, any detected leak above a specific concentration (which varies by type of gas) must be repaired. Such inspections and repairs cost a typical refinery as much as \$1M per year. This work practice is known as the current work practice (CWP). Organic or toxic vapor analyzers are used to monitor emissions at each possible point, which in the case of a typical chemical plant or oil refinery can be in the tens of thousands.

The LDAR Method 21 current work practice (CWP), instructs the operators the way the monitoring should be made with the appropriate instrument, normally TVA (PID, FID) (See Fig. 2). Measuring a leakage at a regulated component, first the background emission level must



Fig 1. View Mode

be measured. The head of the analyzer probe should be located at the monitoring component while covering its circumference in a slow movement. When a higher concentration measurement is read, the movement is stopped until the reading comes to a steady state, then resuming the monitoring around the component. The leakage rate results will be then the highest reading subtracted from the background emission level. This process is repeated for all regulated components Refineries and



Fig. 2 Monitoring with TVA

petrochemical plants have hundreds of thousands of regulated components which under the CWP must be inspected every quarter. Hence monitoring for regulatory compliance is a very major effort in human resources as well as monetary ones. The EPA introduced in December 2008, the Alternative Work Practice to Detect Leaks from Equipment (AWP) to be done in parallel to the existing CWP Method 21. While the number of screened components in CWP is around 700 per day, the number of screened components while operating in AWP is around 3000 a day.

**Alternative Work Practice**

An American Petroleum Institute study found that 0.13% of components in a typical refining facility accounted for 93% of the mass emissions of that facility. It was further shown that these components were leaking at rates of 10,000 ppm or more, well beyond the leak definition or allowable levels.

The trigger of releasing the Alternative Work Practice as an option to the existing method 21 was for the EPA, the existence of the technology which provides fast detection and exact location of the leaks. This technology although new to the petrochemical and oil & gas industries, is well known for many years in the military and security fields for night vision

purposes. The thermal imagers, manufacturers seek for different applications to expand their field of use and markets mainly in the commercial and the industrial. These search, turned into a very useful application while the primary input came from a service provider who explore the possibilities and turned them into a successful product. Although it was proved that the heavy leakers are the most relevant in terms of amount of emissions overall, the EPA still requires an annual method 21 CWP, while if a site is planning to use the AWP must declare it in writing and keep the records. A site also must declare the conduction of surveys every 30, 45 or 60 days accordingly to the sensitivity level of the thermal imager used. Surveys must be conducted every 30, 45 or 60 days, depending upon the selected sensitivity level of the monitoring instruments, which also must be documented. After repair, a component must be checked regularly for leakage, and all video records of daily instrument checks and survey results must be retained for five years.

It has been found, that applying AWP more leaking equipment will be found than in CWP within a given timeframe, although CWP will find more leaks in given area. It is also common to find that CWP will tag a "leaking component" while the real source is found meters from there down wind.

A Thermal Imager dedicated for gas leak detection allows operators to say "I see gas", and see gases that are invisible to the human eye without the use of the camera (See Fig. 3)



Fig. 3 Monitoring with IR Camera

**2. Thermal Imagers can detect gases plumes**

Thermal Imagers are sensitive to the IR spectrum which is a band in the electromagnetic spectrum as it is shown in Fig. 4. Gases have their own characteristic absorption lines in the IR spectrum;

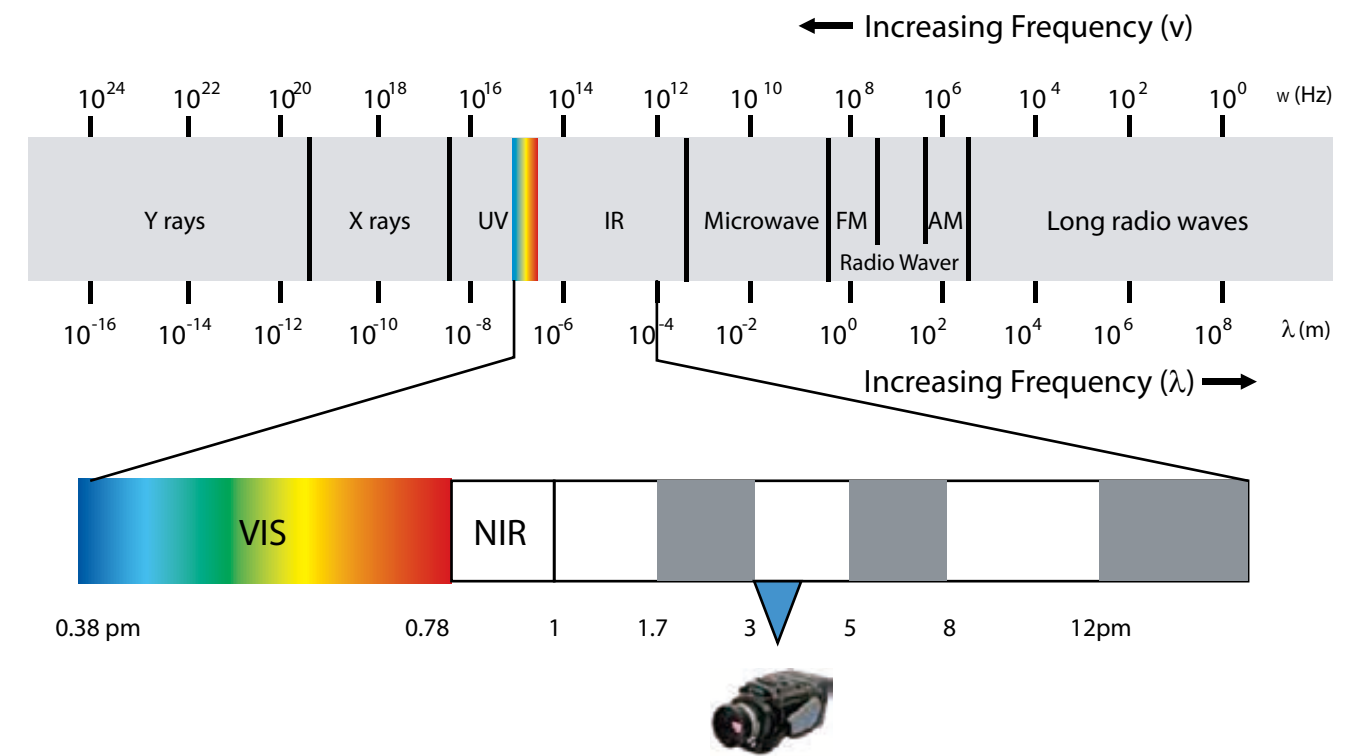


Fig. 4 Electromagnetic Spectrum and IR camera

VOC's and others have these lines in the region of the MWIR. The use of an IR imager adjusted to the region of interest will allow the gases to be visualized by the imager and displayed to the observer.

In the following figures, the spectrum in MWIR for Butane (Fig. 5) and Methane (Fig. 6) are shown, while the horizontal axis shows the spectrum in microns and the vertical axis shows the transmittance of the gas in the atmosphere, the lower percentage is the higher absorption for the gas.

Thermal imagers are sensitive to the absorption lines spectrum of the gases and designed to have

the optical path sensitivity in correspondence with the gases in the spectrum area of interest. If a component is leaking, the emissions will absorb the IR energy, appearing as smoke black or white on the LCD screen.

The leaking gas temperature differs from the background temperature. The camera spectral band coincides with the absorbance spectra of the leaking gas. As shown in Fig. 7, the radiation getting to the camera is the background radiation from the background and the radiation from the gas area which obscures the background visualizing the existence of the gas.

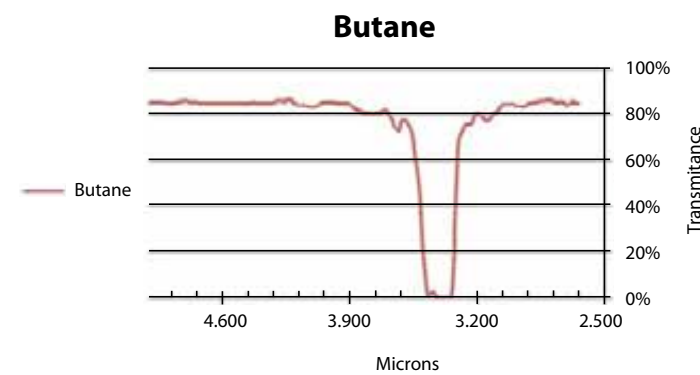


Fig. 5 Butane IR Spectrum in MWIR

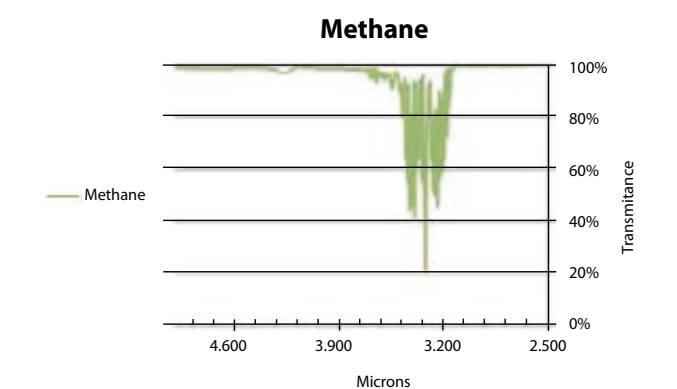


Fig. 6 Methane IR Spectrum in MWIR



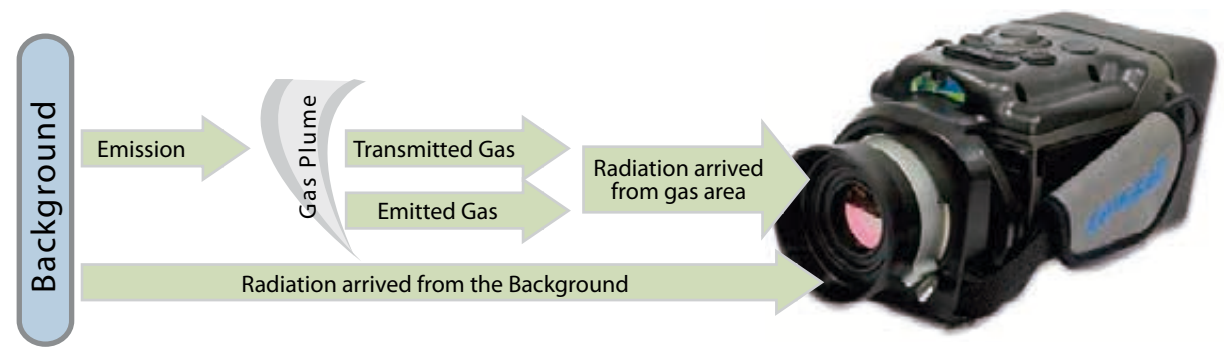


Fig. 7 Detection path of the gas

### 3 Test setup

The test was performed by placing two cameras model EyeCGas, side by side as a matter of redundancy to get results from similar cameras and proof of minimum leak rate detection (see Fig 8). The cameras were set in front of a calibrated Blackbody radiation instrument (Fig. 9 (1)) at a distance of 2 meters. A flexible gas tube with an inner size dimension of 6mm was attached in front of the blackbody; the gas flow through the tube was controlled via a flow controller (Fig. 9 (2)) verified and measured with a flow meter (Fig. 9 (3)), the ambient temperature and humidity were measured at all times with an electronic thermometer (Fig. 9 (4)). The gas was supplied from an equipped cart with methane cylinder with gas at 99.995% purity and a butane cylinder with gas at 99.995% purity.

During the tests was found, especially in the lower values set to the flow controller that there was a discrepancy between the measurement of the flow meter and the flow set in the flow controller. In order to get certainty of the measurements another calibrated flow meter was utilized to confirm the measured results and found correct.

Both cameras gave the same results proving repeatability of the product. The operators chose to use both modes of the camera during the whole test to verify the detectability at such extreme conditions, as a result was found that the enhanced mode of operation provides better detection for worst case scenarios. The procedure of the test also revealed that at given low thermal differences between the gas and the background the camera can detect very small leaks.



Fig. 8 Test Setup with two cameras

### Test Equipment used for the setup:



(1) Black Body CI SR80 calibration date 31/8/2010  
 (2) Mass Flow Controller C100L Sierra Instruments for propane 0-3000 SCCM and C100L Sierra Instruments Methane 0-0.04 g/m. calibration date 20/9/2010.  
 (3) Gas Flow Bios International corporation Defender 520  
 (4) Humidity & Temperature Recorder EXTECH RH520 calibration date 7/10/2010.

Fig. 9 Instruments used for the set.

Test #1	No Gas	Normal	Enhanced
$\Delta T$ °C	3°C		N/A
Ambient °C	26.63°C		
Relative Humidity	35%		
Flow Mass ml/m	N/A		
Flow g/h	N/A		
Detection			

Test #2 & 3		Normal	Enhanced
$\Delta T$ °C	3°C		
Ambient °C	26.8°C		
Relative Humidity	37%		
Flow Mass ml/m	1588		
Flow g/h measured	62.27		
Detection		YES	YES

Test # 8 & 9		Normal	Enhanced
$\Delta T$ °C	3°C		
Ambient °C	27.9°C		
Relative Humidity	37%		
Flow Mass ml/m	63		
Flow g/h measured	2.47		
Detection		YES	YES

Test # 10 & 11		Normal	Enhanced
$\Delta T$ °C	3°C		
Ambient °C	27.9°C		
Relative Humidity	32%		
Flow Mass ml/m	31		
Flow g/h measured	1.22		
Detection		YES	YES

Test # 12 & 13		Normal	Enhanced
$\Delta T$ °C	3°C		
Ambient °C	28.2°C		
Relative Humidity	32%		
Flow Mass ml/m	19.3		
Flow g/h measured	0.76		
Detection		YES	YES

Test # 14 & 15		Normal	Enhanced
$\Delta T$ °C	3°C		
Ambient °C	28.2°C		
Relative Humidity	34%		
Flow Mass ml/m	12.8		
Flow g/h measured	0.50		
Detection		NO	YES

Test # 16 & 17		Normal	Enhanced
$\Delta T$ °C	3°C		
Ambient °C	28.7°C		
Relative Humidity	31%		
Flow Mass ml/m	9.73		
Flow g/h measured	0.38		
Detection		NO	YES

Test # 19 & 20		Normal	Enhanced
$\Delta T$ °C	3°C		
Ambient °C	28.7°C		
Relative Humidity	31%		
Flow Mass ml/m	8.8		
Flow g/h measured	0.345		
Detection		NO	YES

Test # 23 & 24		Normal	Enhanced
$\Delta T$ °C	2°C		
Ambient °C	28.7°C		
Relative Humidity	29%		
Flow Mass ml/m	8.8		
Flow g/h measured	0.345		
Detection		NO	YES

Test # 26		Normal	Enhanced
$\Delta T$ °C	1°C	N/A	
Ambient °C	28.8°C		
Relative Humidity	29%		
Flow Mass ml/m	15.74		
Flow g/h measured	0.62		
Detection			YES

TEST RESULTS

Methane Test Data - The tests were numbered and those who were repeated or irrelevant were not introduced in the results (See Table 1).

Test #	Mode	ΔT °C	Ambient °C	Relative Humidity	Flow Mass ml/m	Flow g/h	Detection
1	Test no gas	3°C	26.63°C	35%	N/A	N/A	
2	Normal	3°C	26.8°C	37%	1588	62.27	yes
3	Enhanced	3°C	26.8°C	37%	1588	62.27	yes
6	Normal	3°C	27.9°C	37%	63	2.47	yes
7	Enhanced	3°C	27.9°C	37%	63	2.47	yes
10	Normal	3°C	27.9°C	32%	31	1.22	yes
11	Enhanced	3°C	27.9°C	32%	31	1.22	yes
12	Normal	3°C	28.2°C	32%	19.3	0.76	yes
13	Enhanced	3°C	28.2°C	32%	19.3	0.76	yes
14	Normal	3°C	28.2°C	34%	12.8	0.50	no
15	Enhanced	3°C	28.2°C	34%	12.8	0.50	yes
16	Normal	3°C	28.7°C	31%	9.73	0.38	no
17	Enhanced	3°C	28.7°C	31%	9.73	0.38	yes
18	Normal	3°C	28.7°C	31%	8.8	0.35	no
19	Enhanced	3°C	28.7°C	31%	8.8	0.35	Yes
22	Normal	2°C	28.7°C	29%	8.8	0.35	No
23	Enhanced	2°C	28.7°C	29%	8.8	0.35	Yes
24	Enhanced	1°C	28.8°C	29%	8.8	0.35	No
25	Enhanced	1°C	28.8°C	29%	15.74	0.62	Yes

Table 1. Methane Test Data

A temperature difference of 3°C between the gas and the background was enough to visualize a methane mass flow of 0.76 g/h in normal [NOR] mode; in enhanced [ENH] mode, a temperature difference of 2°C between the gas and the background was enough to visualize a methane mass flow of 0.35 g/hr. After setting the temperature difference to 1°C the

minimum detectable leak rate was measured to be 0.62g/h in the ENH mode of the camera. The instruments used for these tests didn't allow getting to lower flow rates.

**Butane Test Data** - The tests were numbered and those who were repeated or irrelevant were not introduced in the results. (see Table 2)

Test #	Mode	ΔT °C	Ambient °C	Relative Humidity	Flow Mass ml/m	Flow g/h	Detection
1	Normal	3°C	28.6°C	33%	100	14.27	yes
2	Enhanced	3°C	28.6°C	33%	100	14.27	yes
3	Normal	3°C	28.6°C	33%	111	15.83	yes
4	Enhanced	3°C	28.6°C	33%	111	15.83	yes
5	Normal	3°C	28.6°C	33%	19.9	2.84	yes
6	Enhanced	3°C	28.6°C	33%	19.9	2.84	yes
7	Normal	3°C	28.6°C	33%	12.9	1.84	yes
8	Enhanced	3°C	28.6°C	33%	12.9	1.84	yes
9	Normal	2.5°C	28.6°C	33%	6	0.86	no
10	Enhanced	2.5°C	28.6°C	33%	6	0.86	yes
11	Normal	2°C	28.6°C	33%	6	0.86	no
12	Enhanced	2°C	28.6°C	33%	6	0.86	yes
13	Normal	1°C	28.6°C	33%	6	0.86	no
14	Enhanced	1°C	28.6°C	33%	6	0.86	yes

Table 2. Butane Test Data

A temperature difference of 3°C between the gas and the background was enough to visualize a Butane mass flow of 1.84 g/h in NOR mode. In ENH mode a temperature difference of 1°C between the gas and the background was enough to visualize a butane mass flow of 0.86 g/h.

Test # 1&2		Normal	Enhanced
ΔT °C	3°C		
Ambient °C	28.6°C		
Relative Humidity	33%		
Flow Mass ml/m	462		
Flow g/h measured	65.9		
Detection		YES	YES

Test # 3&4		Normal	Enhanced
ΔT °C	3°C		
Ambient °C	28.6°C		
Relative Humidity	33%		
Flow Mass ml/m	111		
Flow g/h measured	15.84		
Detection		YES	YES

Test # 5&6		Normal	Enhanced
ΔT °C	3°C		
Ambient °C	28.6°C		
Relative Humidity	33%		
Flow Mass ml/m	19.9		
Flow g/h measured	2.834		
Detection		YES	YES

Test # 7&8		Normal	Enhanced
ΔT °C	3°C		
Ambient °C	28.6°C		
Relative Humidity	33%		
Flow Mass ml/m	12.9		
Flow g/h measured	1.84		
Detection		YES	YES

Test # 9&10		Normal	Enhanced
ΔT °C	2.5°C		
Ambient °C	28.6°C		
Relative Humidity	33%		
Flow Mass ml/m	6		
Flow g/h measured	0.86		
Detection		NO	YES

Test # 11&12		Normal	Enhanced
ΔT °C	2°C		
Ambient °C	28.6°C		
Relative Humidity	33%		
Flow Mass ml/m	6		
Flow g/h measured	0.86		
Detection		NO	YES

Test # 13&14		Normal	Enhanced
ΔT °C	1°C		
Ambient °C	28.6°C		
Relative Humidity	33%		
Flow Mass ml/m	6		
Flow g/h measured	0.86		
Detection		NO	YES

4 Summary

The tests shows that Thermal Imagers for gas leak detection can visualize methane mass flow of 0.35 g/h at temperature differences of 2°C and Butane mass flow of 0.86 g/hour at temperature differences of 1°C. The results shows a much lower mass flow compared to the required threshold of 60 g/h in the Alternative Work Practice (AWC) for EPA method 21 in the US.

The tests were performed for Methane and Butane for minimum detectable leak rate for convenience while the Thermal Imagers tuned for detection of VOC's are well capable for the detection of other materials as it is specified herein: Ethylene, 1-Hexane, Propanal, 1,3-Butadiene, 1-Butene, Methane, Propylene 1-pentene, Styrene, Toluene, Acetic acid, Xylene, 1,2-dimethyl-Benzene, Isobutylene, Isoprene, Benzene, Ethyl benzene, Ethylene oxide, Hexane, Methanol, Propylene oxide, Propylene, Ethane, Octane, Heptane, Isopropyl alcohol, MEK Methyl Ethyl Ketone 2-butanone, Propane, Butane, Pentane.

*Thermal Imager\* can detect Methane @ 0.35g/h at 2°C ΔT.  
Thermal Imager\* can detect Butane @ 0.86g/h at 1°C ΔT.  
Thermal Imager\* can detect at much lower flows than the required by the EPA for Method 21, AWP (0.35g/h vs. 60g/h)*

\* The Thermal Imager used for the test was EyeCGas by Opgal. For more information please visit the website: <http://www.eyecgas.com/>

## Metodologías para la cuantificación del Caudal de Fugas en componentes y equipos de la Industria del Gas Natural

Oscar Acevedo (oacevedo@cdtdegas.com)  
Corporación CDT de GAS

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.

### RESUMEN:

A lo largo de la cadena de valor del gas natural es frecuente encontrar fugas en equipos y sus componentes, que generan riesgos de seguridad industrial, pérdidas de producto e impacto en el medio ambiente. La cuantificación del volumen de estas emisiones permite valorar su impacto, y orientar las decisiones sobre su reparación. En este artículo se describen varios métodos de cuantificación y medición directa del caudal de fugas, destacando sus ventajas y limitaciones. La decisión de que método utilizar depende del nivel de confiabilidad requerido y de los recursos disponibles para ello.

### 1. INTRODUCCIÓN

La cadena de valor del Gas Natural incluye la infraestructura necesaria para su extracción, procesamiento, transporte y distribución a los diferentes consumidores y usuarios. Esta infraestructura está conformada por diversos tipos de tuberías, accesorios, equipos y sus componentes, que son seleccionados de manera apropiada para garantizar un desempeño óptimo a altas presiones. Sin embargo, es común encontrar que ocurran fugas de gas natural, debido principalmente a desgaste mecánico, corrosión, problemas de instalación y montaje, e incluso baja calidad de los materiales.

Generalmente las fugas aparecen en todo tipo de conexiones e interfaces mecánicas (bridas, roscas, metal-metal), válvulas (tanto en el vástago como el asiento), sellos y empaques, etc. Estas fugas pueden generar problemas operacionales, riesgos de seguridad industrial para la infraestructura y las personas, pérdida del gas, e impacto en el medio ambiente.

*Dado que el gas natural es un valioso recurso energético, la reparación de las fugas de gas natural se vuelve costo-efectiva cuando el valor del gas fugado es igual o mayor que el costo de detectar y reparar la fuga.*

Dado que el gas natural es un valioso recurso energético, la reparación de las fugas de gas natural se vuelve costo-efectiva cuando el valor del gas fugado es igual o mayor que el costo de detectar y reparar la fuga. [1] En ese sentido, para tener una estimación correcta del costo del gas fugado, se necesita una medición confiable del caudal al cual el gas se libera.

Este artículo presenta algunos de los métodos más utilizados por empresas de Gas Natural y Petróleo en todo el mundo para cuantificar el caudal de las fugas detectadas en sus instalaciones, y así direccionar de una mejor manera sus estrategias de mantenimiento y reparación.

### 2. PROTOCOLO U.S. EPA DE ESTIMACIÓN DE EMISIONES POR FUGAS EN EQUIPOS

La Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos U.S. EPA, ha desarrollado y publicado 4 métodos para la estimación de fugas en equipos de proceso, en las instalaciones de Gas Natural y Petróleo [2]. Estos métodos, en orden de menor a mayor exactitud, son:

1. Método de Factores de Emisión promedio
2. Método de Intervalos de Medida

3. Método de Correlaciones EPA
4. Método de Correlaciones para Unidades Específicas.

En general, los métodos más refinados, como el Método de Correlaciones, requieren más datos pero proporcionan estimaciones más precisas de las emisiones para una unidad de proceso, mientras que los Métodos más simplificados se basan principalmente en el conteo de componentes. A excepción del Método de Factores de Emisión promedio, todos los demás requieren el muestreo de los componentes con un analizador portable de compuestos orgánicos volátiles.

A continuación se describe en detalle cada uno de los Métodos.

#### 2.1 Método de Factores de Emisión Promedio -MFEP

Este Método es útil para estimar las emisiones en una población de componentes, a partir de factores de emisión promedio, y datos específicos de los componentes, como por ejemplo: el tipo (brida, válvula de seguridad, conexión roscada,

etc.), el tiempo de operación de los componentes, y la composición del gas utilizado.

Para las instalaciones de gas natural se han desarrollado factores de emisión a nivel de componente, en unidades de miles de pies cúbicos estándar por componente al año (MSCF/componente/año). Sin embargo, es importante resaltar que este Método no es apropiado para estimar las emisiones de un componente individual durante un corto periodo de tiempo, (por ejemplo: una válvula durante una hora).

El Método de Factores de Emisión promedio presenta mejores resultados para estimar las emisiones de una gran población de componentes, durante un periodo de tiempo relativamente largo (por ejemplo: todas las válvulas de seguridad de una estación de compresión durante un año).

En instalaciones de Gas Natural en particular el Método de Factores de Emisión promedio se puede utilizar para estimar las emisiones fugitivas de metano, utilizando la siguiente ecuación:

$$E_{CH_4} = FE * FA$$

COMPONENTE	COMPONENTES DE LA ESTACIÓN (NO RELACIONADOS CON COMPRESORES) <sup>2</sup>		COMPONENTES RELACIONADOS CON COMPRESORES RECÍPROCANTES		COMPONENTES RELACIONADOS CON COMPRESORES CENTRÍFUGOS	
	FACTOR DE EMISIÓN	INCERTID. CON 90% DE CONF.	FACTOR DE EMISIÓN	INCERTID. CON 90% DE CONF.	FACTOR DE EMISIÓN	INCERTID. CON 90% DE CONF.
Válvula	0,867	-	-	-	-	-
Válvula de control	8	-	-	-	-	-
Conexión	0,147	-	-	-	-	-
Línea abierta	11,2	-	-	-	-	-
Línea de venteo	264	84%	-	-	-	-
Válvula de seguridad	-	-	372	171%	-	-
Línea de venteo del compresor	-	-	3683	96%	9352	38%
Sello de compresor	-	-	396	53%	165	53%
Varios <sup>4</sup>	-	-	180	19%	18	223%

Tabla 1. Factores de Emisión<sup>1</sup> a nivel de componente para el segmento de Transporte de Gas<sup>2</sup>

Donde  $E_{CH_4}$  es la tasa de emisión anual de metano (MSFC/año),  $FE$  es el factor de emisión (MSFC/componente/año); y  $FA$  es el factor de actividad (No. total de componentes de un mismo tipo);

La Tabla 1 presenta los *Factores de Emisión Promedio* publicados por EPA (1996) para el segmento de Transporte de gas natural, a partir de datos tomados de 24 estaciones en Estados Unidos. Las fugas fueron detectadas utilizando la técnica tradicional de burbujas de jabón, y medidas con un muestreador de alto caudal [3].

## 2.2 Método de rango de medidas -MRM

El *método de rango de medidas* permite refinar el método de factores de emisión promedio. A diferencia del anterior, este método (y los dos siguientes) requieren el muestreo de datos directamente de los equipos del proceso. En las instalaciones de Gas Natural, este muestreo se realiza con un analizador portable que mide la concentración de metano (en partes por millón -ppm) en el aire alrededor de las fuentes potenciales de fugas (Ver Fig. 1).

El procedimiento para realizar este muestreo es descrito por el Método 21 de la U.S EPA [4].

Este método parte de la definición de “fuga” como una concentración mayor o igual a 10.000ppm de metano alrededor de la fuente analizada (por ejemplo: una brida). Este criterio puede variar de acuerdo a la regulación local, o al tipo de componente fugado. De esta manera, para los componentes determinados con una concentración igual o mayor a la definición de fuga, se clasifican como “FUGA” y se aplica un factor de emisión; para los componentes cuya concentración sea menor se clasifican como “NO FUGA”, y se aplica un factor de emisión diferente.



Fig. 1 Inspección de fugas con analizador portable fuente: <http://www.maltatoday.com.mt>

<sup>1</sup> Factores de emisión en unidades de Msfc/año/componente.

<sup>2</sup> Tasa anual de emisión de metano ajustada para una concentración de 93,4% volumen de metano del gas transportado

<sup>3</sup> Excluidos los componentes directamente conectados o adyacentes al compresor

<sup>4</sup> Incluye cubierta de las válvulas de los cilindros, y válvulas de combustibles asociadas con el compresor

Fuente	Criterio	Factor de Emisión kg-CH <sub>4</sub> /h fuente	95 % de cobertura	
			Límite menor	Límite mayor
Conectores (incluye bridas, conexiones roscadas y metal-metal)	No fuga	0,0000338	0,0000271	0,0000406
	Fuga	0,01856	0,01465	0,02247
Válvulas de control (excepto los controladores y actuadores)	No fuga	0,01006	0,007532	0,01259
	Fuga	0,07581	0	0,1706
Válvulas de seguridad	No fuga	0,0006471	0	0,001537
	Fuga	0,3814	0	0,8673
Reguladores de presión	No fuga	0,0000398	0,0000175	0,0000474
	Fuga	0,01977	0,004751	0,03439
Medidores de placa de orificio	No fuga	0,001925	0,0006846	0,003165
	Fuga	0,0088	0,004936	0,01286
Otro tipo de medidores (diafragma, ultrasónicos, turbinas y rotativos)	No fuga	0,0000037	0,0000016	0,0000059
	Fuga	0,0002064	0	0,0006932
Líneas abiertas	No fuga	0,0001127	0,0000249	0,0002006
	Fuga	0,1158	0,05458	0,177
Controladores (incluye dispositivos neumáticos de control de válvulas)	No fuga	-	-	-
	Fuga	0,4681	0,09325	0,8429
Sellos de compresores recíprocantes	No fuga	0,00056	0	0,002115
	Fuga	0,7682	0,4865	1,049
Sellos de compresores centrífugos	No fuga	0,0000075	-	-
	Fuga	0,8546	0,2469	1,462

Tabla 2. Factores de Emisión por rangos de medida para facilidades Upstream de Gas Natural y Petróleo en Canadá

La Tabla 2 muestra los factores de emisión por rangos de medida publicados CAAP (2007) a partir de trabajos de Ross y Picard (1996) para diversos componentes en instalaciones upstream de Gas Natural y Petróleo en Canadá [5].

## 2.3 Método de Correlaciones EPA

Este método permite refinar los métodos anteriores, mediante ecuaciones que predicen el caudal másico de la totalidad de compuestos orgánicos volátiles (incluido metano y etano) en función de los valores de concentración medidos para un componente en particular. La Tabla 3 presenta las correlaciones publicadas por EPA (1996), para componentes de la industria del Petróleo en Estados Unidos.

COMPONENTE	Correlación del caudal másico de la fuga (kg/h)
Válvulas	$2,29E-6 \times (\text{ppm})^{0,746}$
Sellos de bombas	$5,03E-5 \times (\text{ppm})^{0,746}$
Otros	$1,36E-5 \times (\text{ppm})^{0,589}$
Conectores	$1,53E-6 \times (\text{ppm})^{0,735}$
Bridas	$4,61E-6 \times (\text{ppm})^{0,703}$
Líneas abiertas	$2,20E-6 \times (\text{ppm})^{0,704}$

Tabla 3. Correlaciones EPA

La EPA también ha desarrollado factores de emisión por defecto para los casos en que la concentración medida es “cero” (concentración real es menor que la concentración en el ambiente), o cuando la concentración real es mayor que el alcance del instrumento (por ejemplo, mayor que 10.000ppm). La tabla 4 presenta un ejemplo de factores de emisión por defecto, para concentración “cero”.

## 2.4 Método de Correlaciones para Unidades específicas

Las *correlaciones para unidades específicas* se desarrollan a partir de mediciones de caudal másicos de fuga con técnica de embolsado, por ejemplo, y de concentración para un equipo en

COMPONENTE	Factor de emisión por defecto (kg/h)
Válvulas	7,8 E-6
Sellos de bombas	2,4 E-5
Otros	4,0 E-5
Conectores	7,5 E-6
Bridas	3,1 E-6
Líneas abiertas	2,0 E-6

Tabla 4. Factores de emisión por defecto para concentración “cero”

particular. Con estos datos se puede desarrollar correlaciones similares a las correlaciones EPA, aunque los coeficientes no necesariamente sean semejantes. El protocolo EPA (1996) describe en detalle el procedimiento para desarrollar estas correlaciones específicas.

Las correlaciones específicas permiten obtener resultados confiables para posteriores estimaciones del caudal de fugas en un equipo. Sin embargo, como ya se mencionó, para obtener las correlaciones específicas (al igual que se obtuvieron las correlaciones EPA) es necesario realizar mediciones iniciales del caudal másico de fuga mediante una técnica llamada “embolsado” que se describe a continuación.

*Una de las mejores técnicas disponibles actualmente para la cuantificación de emisiones fugitivas de metano en la industria de gas natural, es el muestreo de alto caudal (hi flow sampler).*

Los dos métodos implican el aislamiento del componente con una bolsa y la recolección de la muestra de gas fugado para su análisis.

Sin embargo, estos métodos difieren en la forma en que el gas de arrastre se introduce en la bolsa. En el método de vacío, una bomba de succión introduce el aire a través de la bolsa por succión; mientras que en el método de soplado un gas de arrastre inerte (por ejemplo: nitrógeno) se introduce la bolsa mediante una bomba. La técnica de embolsado permite tener resultados muy exactos para la medición de fugas, sin embargo, por su complejidad, su aplicación está limitada especialmente a la obtención de correlaciones y factores de emisión específicos. [2]

### 3. MEDICIÓN DIRECTA DEL CAUDAL DE FUGA POR EMBOLSADO

La técnica de embolsado permite obtener el caudal de fuga mediante el aislamiento del equipo o componente con una bolsa impermeable al compuesto fugado. En principio, se introduce un gas de arrastre a un caudal fijo, y se mide la concentración del gas fugado en la corriente de salida, y de esta manera se puede determinar el caudal de la fuga.

Existen dos variantes de esta técnica: el método de vacío y el método de soplado.

### 4. MÉTODO DE MEDICIÓN DIRECTA POR MUESTREO DE ALTO CAUDAL

Una de las mejores técnicas disponibles actualmente para la cuantificación de emisiones fugitivas de metano en la industria de gas natural, es el muestreo de alto caudal (*hi flow sampler*). Esta técnica permite medir directamente el caudal y la concentración de fugas de metano en bridas, conexiones roscadas y de *tubing*, sellos, válvulas, líneas abiertas y en casi todos los elementos presentes en las instalaciones típicas de gas natural (Ver Fig. 2).



Fig. 2 Muestreo de alto caudal en un actuador neumático.

Esta tecnología fue desarrollada por el *Gas Technology Institute -GTI*, y en este momento es el método de medición de fugas más utilizado debido a la mejor exactitud de sus resultados (respecto a los métodos tradicionales) y su fácil operación. [6]

El equipo de muestreo de alto caudal consiste en una bomba que succiona aire alrededor del componente junto con el gas fugado. Por medio de una manguera flexible la corriente de aire y gas se envía al interior de la unidad, donde pasa a través de una restricción tipo *venturi*. El diferencial de presión en la restricción permite calcular el caudal real de esta corriente. A continuación, la muestra pasa por dos sensores de metano: uno de *oxidación catalítica* y otro de *conductividad térmica*. Estos sensores miden la concentración del gas en la corriente de aire dentro de un intervalo de 0,05% a 100%, con una precisión de  $\pm 5\%$  de la lectura o de 0,02% de metano.

Con estas mediciones, se calcula el caudal real de la fuga, como el caudal de la corriente de gas succionada. Para garantizar la captura total del gas fugado, se puede acoplar una serie de accesorios en la manguera de muestreo. [7]

La tabla 5 resume algunas características metrologías del *muestreador de alto caudal*.

Magnitud	Método de medición	Intervalo de medición	Exactitud (accuracy)
Caudal	Caída de presión a través de una restricción	1,42- 226dm <sup>3</sup> /min [0,05-8,00ft <sup>3</sup> /min]	$\pm 5\%$

Tabla 5. Características metrologías

La técnica de *muestreo a alto caudal* presenta ventajas sobre los otros métodos tradicionales ya que permite una medición directa del caudal de fugas en un equipo en particular y sus componentes. Esto permite calcular con confiabilidad el costo de gas fugado, y tener un criterio para evaluar la factibilidad de su reparación.

Por otra parte, a diferencia de la técnica de *embolsado*, el muestreo de alto caudal no requiere de complejos montajes, lo cual permite la inspección de cerca de 1200 componentes por día, sin interrupciones del sistema.

### CONCLUSIONES

La medición del caudal de fugas en las instalaciones de gas natural es importante, ya que permite valorar el impacto operativo, económico y ambiental de estas emisiones.

Cada uno de los métodos descritos es aceptable de acuerdo al nivel de exactitud requerida, y los recursos disponibles. Por ejemplo, para la estimación del Inventario nacional de emisiones, el método de factor de emisión promedio brinda resultados aceptables.

Sin embargo, los métodos de estimación no brindan una confiabilidad suficiente para soportar la toma de decisiones operativas y de mantenimiento necesarias para la reparación costo-efectiva de ciertas fugas. En este caso, el *método de muestreo de alto caudal* permite tener una valoración más confiable del volumen del gas fugado, y de su costo asociado.

### REFERENCIAS

- [1] US EPA Natural Gas STAR, «INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DIRIGIDOS A LAS ESTACIONES DE REGULACIÓN Y EN LAS INSTALACIONES DE SUPERFICIE», 2003.
- [2] US EPA Emission Standards Division, «Protocol for Equipment Leak Emission Estimates», EPA-453/R-95-017, 1995.
- [3] US EPA y GRI, «Volume 8: Equipment Leaks», in Methane Emissions from the Natural Gas Industry, 1996.
- [4] US EPA, «METHOD 21 - Determination of Volatile Organic Compound Leaks».
- [5] CAPP, «Management of Fugitive Emissions at Upstream Oil and Gas Facilities», Alberta, Canadá, 2007-0003, 2007.
- [6] GTI, «Case Study - Hi Flow Sampler Technology Used for Methane Emissions Reduction». [Online]. Available: [http://www.gastechnology.org/webroot/app/xn/xd30ba.html?it=enweb&xd=casestudy/delivery/delivery\\_casestudy\\_01.xml](http://www.gastechnology.org/webroot/app/xn/xd30ba.html?it=enweb&xd=casestudy/delivery/delivery_casestudy_01.xml). [Accessed: 18-jul-2012].
- [7] BACHARACH, «HI FLOW SAMPLER. Natural Gas leak rate measurement. Instruction 0055-9017 Operation & Maintenance». 2010.

## ¿Afecta la Expansión Volumétrica de los fluidos, los **BALANCES EN EL TRANSPORTE DE CRUDO** por carotanques?

Ing. MS. Freddy Rafael Mengual Escudero  
(fedy.mengual@proasem.com)



### Resumen:

Actualmente en el sector de hidrocarburos colombiano se encuentra que uno de los puntos críticos en el tema de control de pérdidas es consecuencia directa de la deficiente conceptualización del término expansión volumétrica. Los derivados del petróleo se expanden al calentarse y en contraposición, se contraen cuando se enfrían. Este fenómeno hace que al momento de aplicar procedimientos para la medición de hidrocarburos, tengan que ser evaluadas múltiples variables que en la industria no se cuantifican.

Se presenta a continuación un ejemplo como “caso de estudio” para explicar los fenómenos.

### INTRODUCCIÓN

La economía colombiana ha visto como últimamente se han generado avances significativos para la consolidación del sector de hidrocarburos, tanto a nivel local como internacional. La exploración, producción y comercialización ha pasado de ser un promisorio proyecto a mediano y largo plazo para convertirse en un importante bastión de los ingresos corrientes del Estado al día de hoy. De igual manera, argumentos comprobables como la cuantificación de los resultados en materia exploratoria, donde es necesario contrastar la actividad exploratoria a inicios como a finales de siglo en Colombia:

*En estos momentos, tenemos para el año 2009, casi 100 pozos exploratorios en proyectos; tenemos que recordar, y más aquellos que nos tocó vivir el periodo de los años 2000, donde la actividad exploratoria prácticamente era nula. En el año 2000, cuando se empezó a gestar la nueva política petrolera, tuvimos conciencia de que el país no podía alcanzar la autosuficiencia petrolera, cuando solamente teníamos 5,6, ó 7 pozos de exploración.*

Para poner en contexto las cifras del sector hidrocarburos, este recibe el 42% de toda la inversión total del país, donde adicionalmente “el sector pasó de representar 5,9% del PIB en 2000 a 7,1% en 2011”<sup>2</sup>. Todas estas variables en el sector hacen que actualmente el gobierno colombiano tenga como meta buscar mejores rendimientos en toda la cadena productiva del recurso energético.

Sin embargo, para hacer sostenible este éxito, se debe partir bajo una premisa: toda bonanza debería venir acompañada de una serie de estudios y análisis por parte de los integrantes de la cadena de valor del mencionado bien buscando su optimización y maximización de beneficios. Para entender mejor la cadena productiva de hidrocarburos, “hay 5 actividades principales: exploración, explotación, refinación y petroquímica, transporte y distribución”<sup>3</sup>. Cada actividad trae consigo una serie de disyuntivas y retos para trabajar de manera coordinada y contribuir con el desarrollo económico sostenible del país.

En esta ocasión, el artículo se centrará en un aspecto técnico del producto, el cual es la expansión del volumen, encontrando una relación directa frente a dos procesos críticos, los cuales son

<sup>1</sup> Ver Lafourie, Luisa Fernanda. La política pública en Colombia: Cuáles han sido sus resultados. En: Memorias V Congreso Internacional de Minería, Petróleo y Gas. 2010. Pág 151.

<sup>2</sup> Ver Valdemécum de Mercados. Sección Hidrocarburos. En: Revista La Nota Económica. 2011. Pág 50.

transporte y distribución. Por lo anterior, el propósito de este escrito será articular el concepto de expansión volumétrica en torno al control de pérdidas en los hidrocarburos, el cual debe revestir de mayor metodología en la aplicación práctica por parte de los actores involucrados en el proceso.

El desarrollo se dará en el siguiente orden: en primer lugar, se elaborará una conceptualización del término expansión volumétrica, determinando su alcance, elementos y una ejemplificación a tener en cuenta para su correcto uso y comprensión. En segundo lugar, tendrá lugar la exposición de un caso de estudio, donde se comprobará mediante formulación que el producto sufre modificaciones en su volumen cuando es transportado de un sitio con baja temperatura a uno con alta temperatura. Finalmente, se postularán las conclusiones y recomendaciones que tengan lugar a partir de la discusión del tema.

### Conceptualización de la Expansión Volumétrica

Cuando la temperatura de una sustancia se incrementa, es porque las moléculas tienen movimiento más rápido y tienden a moverse separadamente. Todas las formas de los materiales sólidos, líquidos y gases se expanden cuando se calientan y se contraen cuando se enfrían esta propiedad se conoce como *expansión térmica*<sup>4</sup>. Ahora bien, cuando este fenómeno físico tiene lugar sobre un cuerpo con masa y densidad, su volumen tiende a contraerse o expandirse. Es en este contexto donde se origina la *expansión volumétrica*, toda vez que hay una modificación del volumen por factores de temperatura.

La mayoría de los líquidos siguen un patrón bastante predecible de aumento gradual del volumen. Todo esto se genera a partir de un aumento de la temperatura, y disminución del volumen, en respuesta a una disminución de la temperatura. En efecto, el coeficiente de expansión de volumen de un líquido generalmente tiende a ser mayor que el de un sólido.

Entrando en materia, en Colombia el concepto que se tiene de la expansión volumétrica de los combustibles es la variación que existe entre el volumen que entrega el refinador y el volumen que recibe el Distribuidor Mayorista. El Refinador entrega un volumen corregido a determinada temperatura (60°F y 0 psig) y el Mayorista recibe un volumen observado a la temperatura actual al momento de realizar la medida en tanque o en el medidor.

<sup>3</sup> Ver Lafourie. Memorias V Congreso Internacional de Minería, Petróleo y Gas. 2010. Pág. 149.

<sup>4</sup> GIANCOLI, C. DOUGLAS. Física “Principios con aplicaciones”

En principio, este es el actual proceder de la liquidación del producto. Sin embargo, el Mayorista debe liquidar el producto a la condiciones estándar 60°F y 0 psig, para determinar la variación (P/G) entre lo entregado y los recibido y observar que esta variación se encuentre dentro de la banda de control establecidas entre las partes. Cuando no se toma en cuenta las condiciones del ambiente para la liquidación del producto, es muy posible que no se realice una correcta liquidación del mismo.

Para aplicar una correcta liquidación, se debe emplear un marco de referencia que estandarice las prácticas empleadas durante la operación.

Por lo anterior, de acuerdo a la norma API<sup>5</sup> MPMS 11.1., los coeficientes de expansión térmica a 60°F para los hidrocarburos son los que se muestran a continuación:

Para crudo:

$$\beta = \frac{341.0957}{(\text{Grav.Esp.60}^\circ\text{F} * \text{Densidad H}_2\text{O 60}^\circ\text{F})^2}$$

Para Gasolina:

$$\beta = \frac{192.4571}{(\text{Grav.Esp.60}^\circ\text{F} * \text{Densidad H}_2\text{O 60}^\circ\text{F})^2} + \frac{0.2438}{(\text{Grav.Esp.60}^\circ\text{F} * \text{Densidad H}_2\text{O 60}^\circ\text{F})}$$

Para Jet A1:

$$\beta = \frac{330.301}{(\text{Grav.Esp.60}^\circ\text{F} * \text{Densidad H}_2\text{O 60}^\circ\text{F})^2}$$

Para el Diesel Oil:

$$\beta = \frac{103.8720}{(\text{Grav.Esp.60}^\circ\text{F} * \text{Densidad H}_2\text{O 60}^\circ\text{F})^2} + \frac{0.2701}{(\text{Grav.Esp.60}^\circ\text{F} * \text{Densidad H}_2\text{O 60}^\circ\text{F})}$$

Densidad del agua a 60°F : 999,016 kg/m<sup>3</sup>.

Teniendo en cuenta la formulación planteada por la norma API MPMS 11.1., los actores que llevan a cabo los procesos de transporte y distribución cuentan con la herramienta de orden técnico para ejecutar de manera adecuada las liquidaciones de los productos. No obstante, una mala conceptualización del mismo puede originar discrepancias entre toda la cadena de producción, causando pérdidas que afectan tanto los volúmenes entregados como la productividad de toda la industria.

<sup>5</sup> La sigla API se refiere en inglés al American Petroleum Institute, organismo que emite una serie de normas y recomendaciones encaminadas a las buenas prácticas en la industria del petróleo.

### Caso de Estudio: Transporte por Carrotaque

En la actualidad, dado el incremento en la exploración y producción de hidrocarburos a nivel nacional, la infraestructura existente se ha visto desbordada (oleoductos, poliductos), recurriendo a medios de transporte motorizados, en su gran mayoría carrotaques. Dichos vehículos son soluciones inmediatas para la industria y su uso es esencial para transportar todo el producto en las diversas zonas del país donde se requiera, bien sea para uso propio (refinación), operaciones de exportación o importación de hidrocarburos u otro fin previsto para dicho bien.

Las probabilidades de que un carrotaque tenga una alteración de su volumen son altas, toda vez que la geografía nacional posee una serie de climas variados entre regiones, alterando la temperatura y las condiciones del producto. Esto es fundamental para el entendimiento del tema, puesto que los derivados del petróleo se expanden al calentarse y se contraen cuando se enfrían.

En ese orden de ideas, para calcular la variación del producto y/o sustancia, es necesario aproximarse al tema mediante una formulación para obtener el coeficiente de dilatación cúbica, que determinará la variación del volumen con base en la variación de la temperatura. Lo anterior se puede realizar con la siguiente expresión:

$$V_f = V_o [1 + \beta (T_f - T_o)]$$

Donde:

*V<sub>f</sub>* = volumen final determinado en litros

*V<sub>o</sub>* = volumen inicial expresado en litros

*B* = coeficiente de dilatación cúbica determinado en °C<sup>-1</sup>

*T<sub>f</sub>* = Temperatura final determinado en °C.

*T<sub>o</sub>* = Temperatura inicial determinado en °C.

Para la validación de esta formulación, se ha optado por trabajar un caso de estudio bajo los siguientes supuestos:

*Un día frío en Bogotá una empresa carga un carrotaque con 36900 litros de combustible (Gasolina). A continuación el carrotaque se dirige a Yopal - Casanare, donde la temperatura se encuentra 10°C por encima de la de Bogotá y en Yopal el carrotaque entrega la carga completa al suplidor. Bajo estos supuestos, ¿Cuántos litros de combustible tenía que entregar el carrotaque?*

Para exponer el caso de manera adecuada y elaborando el estudio de la situación, se debe tener presente que el coeficiente de expansión de volumen para el combustible (Gasolina) es 9,6x10<sup>-4</sup> / °C, mientras que el coeficiente de expansión lineal para el material del carrotaque es 1,12x10<sup>-5</sup> /°C, acero al carbón.

Usando el valor correspondiente para el coeficiente de expansión de volumen para el combustible, la operación nos arroja los siguientes resultados:

$$\text{Volumen (Yopal)} = \text{volumen (Bogotá)} + 9,6 \times 10^{-4} * (10) * \text{volumen (Bogotá)}$$

$$\text{Volumen (Yopal)} = 36900,0 + 354,0$$

$$\text{Volumen (Yopal)} = 37254,0 \text{ litros}$$

Volumen cargado en Bogotá D.C., en galones 9747,95 gal.

Volumen a entregar en Yopal - Casanare en galones 9841,46 gal.

El resultado final de este proceso indica que el producto sufrió alteración en su volumen, en el cual la expansión volumétrica del combustible de la gasolina fue en litros de 354,0 litros (93,51 galones). De igual manera, si el carrotaque cargase producto en condiciones totalmente opuestas a las enunciadas inicialmente, se tendrían que cuantificar de manera adecuada las pérdidas de producto que se originan a partir de las condiciones y sitios de desplazamiento.

La resolución de este tema resulta ser crítico para una cuantificación acertada de las pérdidas en el sector. Hay presentes en el contexto diversas variables que pueden llegar a afectar de manera significativa el proceso. Por ello, para lograr el ajuste correcto en la determinación del volumen por expansión volumétrica, es necesario centrarse en las siguientes condiciones:

- La calibración del carrotaque debe realizarla empresas acreditadas con la norma ISO 17025 con este alcance.*
- Determinar con exactitud el nivel del líquido.*
- La cinta de medición debe estar calibrada.*
- Medir con exactitud la temperatura en el momento que se determina el nivel del líquido.*
- Para acertar en la temperatura, debe estar calibrado el termómetro.*
- Se debe tomar una muestra representativa.*
- Resulta imprescindible determinar con exactitud la densidad a la temperatura estándar cuando se requiera la densidad relativa.*
- Es importante seleccionar la tabla correcta de corrección de volumen, que se aplique para el producto específico.*
- Inspeccionar el carrotaque antes y después del cargue.*

Esta serie de procedimientos contemplan lo que en la industria tendría que estipularse como buenas prácticas para que tenga lugar una cuantificación real del producto. Sin embargo, se ha ponderado que un importante porcentaje de los carrotaques que transportan combustible en el país no se encuentran calibrados, lo que dificulta obtener con exactitud en el carrotaque el volu-

men por expansión volumétrica. De igual manera, no contar con un plan metrológico dentro de la organización hace que la medición contenga muchas variables e incógnitas, que derivará en mayor incertidumbre sobre la medición.

Si tomamos el resultado del caso de estudio, donde se tenía que estaban 93,51 galones adicionales a la estimación inicial del recibo de gasolina, y si tenemos presente que una gran mayoría de los carrotanques no se encuentran calibrados, nos enfrentamos a un escenario donde la medición tiene diversas oportunidades de mejoras.

Por otra parte, en el país se ha observado que cuando los carrotanques son cargados o descargados por medidores de flujo, son calibrados a la temperatura observada, y por ende el factor es igualmente obtenido a esta misma temperatura.

Como se puede observar la determinación de la temperatura es, por lo tanto, un valor directo para el cálculo de volúmenes, tanto como el nivel de producto en el carrotanque o el medidor de flujo. En todas las mediciones de temperatura es esencial extremar los cuidados. Los errores de 1°F (0,5°C) en las lecturas de temperatura pueden resultar en pérdidas importantes. Para la gasolina, un error de 1°F causará una pérdida de 0.07%.

#### Conclusiones y/o recomendaciones

Encontramos que en la actualidad miles de carrotanques se encuentran transportando hidrocarburos en el país. Esta situación no tiende a disminuir, por el contrario, dado que se necesitan inversiones cuantiosas en infraestructura y facilidades, de momento “el transporte por medio de carrotanques seguirá siendo por varios años un motor muy importante”<sup>6</sup> en palabras de Rafael Rozo, presidente de Canacol Energy.

En vista del contexto que afrontará Colombia en materia energética, se torna fundamental reconsiderar ciertos aspectos relacionados con la entrega y recibo de los productos por medio de carrotanques. En primer lugar, en la medida en que sean claros los conceptos se tendrá una optimización en el manejo y liquidación del producto.

Si partimos bajo el peor de los escenarios respecto al número de carrotanques en el país transportando hidrocarburos (se habla de alrededor de 3.000) y tenemos en cuenta que cada uno de estos puede cargar en promedio de 200 a 240 barriles del producto, se torna necesario intervenir en el tema para adoptar buenas prácticas. En un caso donde se puede llegar a presentar una mala liquidación por no tener en cuenta los factores enunciados, y partiendo que en caso de

estudio se mencionan 93,51 galones equivalentes a 2,22 barriles<sup>7</sup> que no se tienen en cuenta en el recibo y/o cargue del producto.

Lo anterior refleja unas potenciales pérdidas o desequilibrios en los balances entre las partes. Esto se encamina hacia un segundo aspecto a tratar, el cual tiene que ver con las disputas entre las partes involucradas en el proceso de transporte y distribución. En la medida que se otorgue la respectiva importancia a una mayor estandarización a los diversos aspectos que afectan el producto entregado, con total seguridad se minimizaran el número de conflictos provenientes de una mala liquidación de la variación del producto. La certeza sobre los datos y el volumen a entregar resulta ser muy conveniente para las empresas que requieran tener inventarios de activos controlados y cuantificar las cantidades que entregan.

Todas las acciones que decidan tomar las compañías para trabajar en el tema necesariamente deben estar acompañadas de las recomendaciones sugeridas en el desarrollo del artículo (calibración de carrotanques y equipos, aseguramiento metrológico, muestreo, entre otras).

No en vano, los expertos en medición afirman que “un sistema de medición con una buena operación tiene un gran potencial para reducir las incertidumbres”<sup>8</sup>.

Finalmente, uno de los grandes móviles para el desarrollo del tema es que finalmente el actor que resulta más afectado por la mala liquidación de los volúmenes es el usuario final. En otras palabras, el consumidor es en cierto modo, quien está afrontando este tema y sobre este recaen una gran parte de las consecuencias de no poseer un registro confiable del despacho del producto. Si en algún momento se ha contemplado seguir avanzando en criterios de equidad y competitividad en materia energética para el usuario final, este es un punto de inicio más que interesante para incursionar. La expansión volumétrica en los hidrocarburos resulta ser un tema que trabajado de manera técnica y prolija está en capacidad de otorgar réditos, tanto en términos comerciales como operativos a todos los actores involucrados en el proceso.

\* Quiero hacer un especial agradecimiento al señor Javier Vega, Gerente de proyectos de PROASEM S.A., por sus aportes y comentarios para la elaboración del artículo.

<sup>6</sup> Ver artículo impreso Quien ‘tubo’ la culpa. En Revista Semana. 2011. Disponible en <http://www.semana.com/economia/quien-tubo-culpa/158241-3.aspx>.

<sup>7</sup> La medición universal del petróleo históricamente ha tomado que un barril de producto equivale a 42 galones.

<sup>8</sup> Ver Comstock, Ikawa y Sivaraman. Tank gauging or metering: guidelines for selection. En: Revista Hydrocarbon Processing. 2011. Pág. 85. Traducción del autor.

# Gases de Occidente

Optimizamos los procesos productivos  
apoyados en avances de  
**Ciencia, Tecnología e Innovación.**



— Tu conexión con una vida mejor. —

Proyecto Código  
47992402302



— Tu conexión con una vida mejor. —



Departamento Administrativo de  
Ciencia, Tecnología e Innovación  
Colciencias  
República de Colombia





HECHO EN  
COLOMBIA  
Corporación CDT de GAS

El Conocimiento no es lo que sabes;  
es lo que haces con lo que sabes...



Corporación CDT de GAS  
Centro de Desarrollo Tecnológico del GAS

[www.cdtdegas.com](http://www.cdtdegas.com)