

Número 10 | Primer semestre de 2015

ISSN 2145-5716

# MET & FLU

Ciencia - Tecnología - Innovación



Publicación semestral de la Corporación Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas

 **Corporación CDT de GAS**  
Centro de Desarrollo Tecnológico del GAS

# COMPROMETIDOS CON LA FORMACIÓN, LA APLICACIÓN DE CONOCIMIENTO, EL DESARROLLO TECNOLÓGICO Y LA INNOVACIÓN



Para mayor información acerca de cualquiera de nuestras actividades y servicios, lo invitamos a visitar [www.cdtdegas.com](http://www.cdtdegas.com), o comunicarse al correo [administrador@cdtdegas.com](mailto:administrador@cdtdegas.com)



15 años

Corporación CDT de GAS  
Centro de Desarrollo Tecnológico del GAS

# Contenido

## Editorial 04

---

### Ciencia

- Identificación y Cuantificación de las Fuentes de Incertidumbre que Afectan el Proceso de Medición del Punto de Rocío de Hidrocarburo y el Poder Calorífico del Gas Natural**  
Adriana Alexandra Aparicio Ariza / Elizabeth Ayala Blanco 06
- 

### Tecnología

- Diseño Conceptual de un Vaporizador de Gas Natural Licuado (GNL) de una Planta de Regasificación en Colombia**  
Ricardo Lizarazo Suárez / Danny Guillermo Cañas Rojas 16
- 

- Comparabilidad Internacional de las Mediciones de Velocidad de Gases del CDT de Gas**  
Jhon Freddy Alfonso Serrano 24
- 

### Innovación

- Automatización de Procesos de Calibración y Control de Velocidad a través del Sistema Embebido Beaglebone Black**  
Cynthia Katherine Vega Pérez / Oscar Yazit Salah García 32
- 

### Conocimientos Fluidos

- Tecnología para Recuperación de Calor Residual en Estaciones Compresoras de Gas Natural: Ciclo Rankine Orgánico**  
Victor José Manrique Moreno 40
-

## EDITOR GENERAL /

**Carlos Eduardo García Sánchez, Ph.D.**

Líder Área de Innovación - CDT de Gas

## COMITÉ EDITORIAL /

**Henry Abril Blanco**

Director - CDT de Gas

**Jose Augusto Fuentes Osorio**

Líder Centro de Metrología de Fluidos - CDT de Gas

**Luis Eduardo García Sánchez**

Gerente - Inline Fluid Systems

**Arlex Chaves Guerrero, Ph.D.**

Docente e Investigador - Universidad Industrial de Santander

**Juan Manuel Ortiz Afanador**

Gerente - Polygon Energy

**Dionisio Antonio Laverde Cataño, Ph. D.**

Docente e Investigador - Universidad Industrial de Santander

## DISEÑO /

**Leonardo Manzano Paredes**

Gerente - Aldea Tecnológica Ltda.

Met&Flu (ISSN: 2145-5716) es una revista con periodicidad semestral editada por la Corporación Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas (CDT de Gas), que presenta resultados de trabajos investigativos originales, escritos de revisión y artículos de reflexión relacionados con ciencia, tecnología, innovación, regulación y normatividad, y está orientada tanto a los sectores académico y científico como al sector industrial.

Descargo de responsabilidad: Las afirmaciones y opiniones que aparecen en Met&Flu son exclusiva responsabilidad de los respectivos autores, y la Corporación Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas no se hace responsable por ellas. Ni el Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas, ni el Comité Editorial, ni los Revisores, pueden ser responsabilizados por errores o cualquier consecuencia producto del uso de la información contenida en esta publicación. La presentación de publicidad en la revista no implica respaldo ni aprobación por parte del Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas ni por parte del Comité Editorial.

Versión on-line:

<http://www.cdtdegas.com/index.php/nuestrarevista>

# Editorial

Han pasado seis años desde que la Corporación Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas (CDT de Gas) emprendió la aventura de editar su propia publicación, con el fin de facilitar la difusión de información relacionada con la metrología de fluidos y con el sector gas colombiano. Con el paso del tiempo, el ámbito de la publicación ha ido ampliándose, de manera concordante con la diversificación de actividades del CDT de Gas. Para nosotros como CDT, esta contribución a la divulgación del conocimiento en sus sectores de acción ha sido una actividad muy gratificante y de gran importancia para el cumplimiento de nuestros objetivos misionales.

De la misma manera en que la evolución que sufren naturalmente las especies es una respuesta a las alteraciones de su entorno, el crecimiento temático de la revista y el desarrollo de los sectores metrológico y Oil&Gas latinoamericanos han hecho necesario que Met&Flu continúe su desarrollo implementando algunas modificaciones tanto en su estructura como en sus políticas editoriales. Esta reestructuración permite una adecuada revisión inicial de escritos en una mayor cantidad de temas, y mantiene el

proceso de continua mejora en la calidad de los artículos que son publicados en la revista. La filosofía de la publicación se mantiene intacta, abogando por escritos de alto rigor técnico y científico redactados sobriamente, que permitan que Met&Flu sea accesible tanto por los sectores académico e investigativo como por el sector industrial, contribuyendo de esta manera al acercamiento entre la producción de conocimiento y la aplicación del mismo.

Los escritos presentados en el actual número de Met&Flu son testigo de las transformaciones del entorno Oil&Gas latinoamericano, de la necesidad de seguir investigando y desarrollando tecnología para brindar respuestas cada vez mejores a los retos industriales y ambientales, y de la implementación de herramientas de la era de la información en soluciones para los sectores productivos. En la sección Ciencia, se presenta un estudio acerca de las fuentes de incertidumbre que afectan a la cuantificación de dos parámetros fundamentales de la calidad del gas natural. La sección Tecnología está integrada por un trabajo de aplicación sobre el diseño de un vaporizador para una planta de regasificación, y un escrito que

describe el proceso y los resultados de la comparación internacional surtida por el túnel de viento que fue desarrollado por profesionales de la Corporación. Por su parte, la sección Innovación incluye un artículo que presenta la automatización de procesos de medición y control, en este caso aplicados al túnel de viento desarrollado por el CDT, utilizando un sistema embebido. Para finalizar, en la sección Conocimientos Fluidos se encuentra un artículo de reflexión acerca del potencial de aprovechamiento del calor residual en las estaciones compresoras de gas natural en Colombia.

Espero que este décimo número de Met&Flu sea del agrado de los lectores. Deseo finalizar con un agradecimiento y reconocimiento en nombre del Comité Editorial de la revista a los diferentes pares revisores, tanto nacionales como internacionales, cuya contribución es fundamental para que esta publicación continúe manteniendo el nivel necesario en los artículos que la conforman.



**Carlos Eduardo García Sánchez, Ph.D.**  
Editor General - Met&Flu

# IDENTIFICACIÓN Y CUANTIFICACIÓN DE LAS FUENTES DE INCERTIDUMBRE QUE AFECTAN EL PROCESO DE MEDICIÓN DEL PUNTO DE ROCÍO DE HIDROCARBURO Y EL PODER CALORÍFICO DEL GAS NATURAL

Adriana Alexandra Aparicio Ariza\*, Elizabeth Ayala Blanco<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Grupo de investigación en Fluidos y Energía GIFE. Corporación Centro de Desarrollo Tecnológico de Gas. Parque Tecnológico UIS Guatiguará. Km 2 vía El Refugio. Piedecuesta. Santander. Colombia.

**Resumen:** El poder calorífico y el punto de rocío son parámetros que determinan la calidad del gas natural. Una adecuada determinación de sus valores disminuye la posibilidad de causar ineficiencias en los procesos de transporte y distribución del gas. En el presente artículo se presenta un análisis de la identificación y cuantificación de las fuentes de incertidumbre que afectan el proceso de medición indirecta del punto de rocío de hidrocarburo y el poder calorífico del gas natural.

Además se presenta los tipos de incertidumbre y las distribuciones de probabilidad asociada a cada una de las magnitudes de entrada de los modelos de medición de los parámetros evaluados para generar información que permita obtener resultados con alta confiabilidad metrológica.

**Palabras clave:** fuentes de incertidumbre, Poder calorífico, Punto de rocío de hidrocarburo, Gas Natural, incertidumbre.

**Abstract:** Heating value and hydrocarbon dew point are parameters that determine the quality of the natural gas. A proper determination of their values reduces the possibility of causing inefficiencies in the processes of transport and distribution of gas. This article is an analysis of the identification and quantification of the uncertainty sources that affect the indirect measurement of the heating value of natural gas and hydrocarbon dew point.

It also presents the types of uncertainty and the probability distributions associated with input quantities of each measurement models of the evaluated parameters to generate information that will allow getting results with high metrological reliability.

## INTRODUCCIÓN

El gas natural (GN) actualmente es considerado como una de las principales fuentes de energía y está constituido principalmente por una mezcla de hidrocarburos que dependen del yacimiento del cual se extrae. El desarrollo de un amplio número de tecnologías adaptadas a cada uso, ya sea de tipo doméstico, comercial o industrial, se ha visto favorecido debido a su gran versatilidad. Sin embargo, dada a la variabilidad de la composición del GN, es necesario contar con ciertas condiciones de seguridad a través de los sistemas de distribución y transporte del combustible, para evitar accidentes fatales debido a su combustión incompleta y/o a su condensación. Para esto el GN debe contar con condiciones de calidad y seguridad, que en Colombia

son reguladas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) [1].

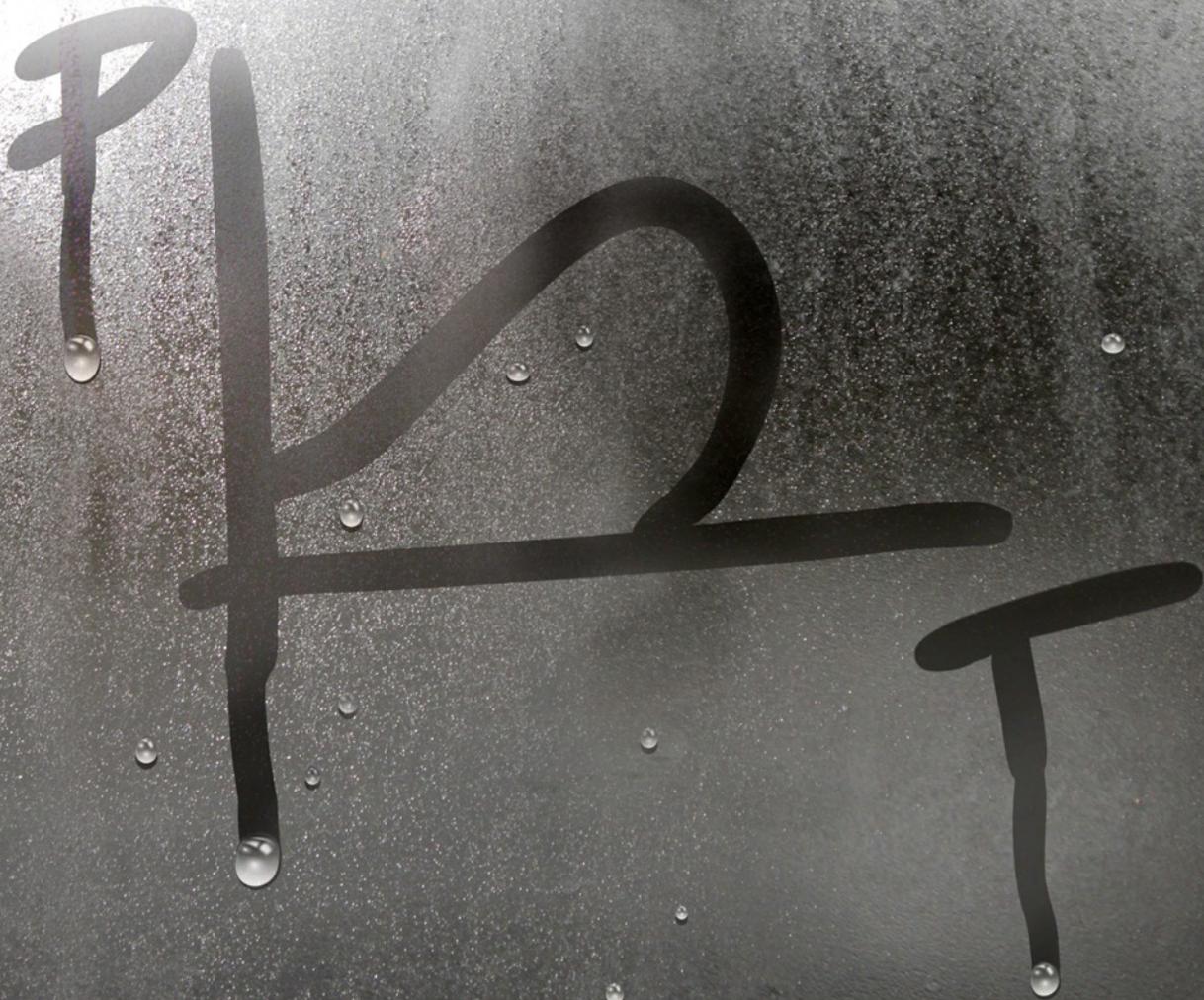
Dos de los parámetros de calidad de gas de mayor interés a nivel industrial son el poder calorífico (PC) y el punto de rocío de hidrocarburo (PRHC). El PC del gas corresponde a la cantidad de calor producido por la combustión completa, a condiciones estándares establecidas por cada país de una cantidad específica de gas, que puede ser medido en volumen o en masa. Dependiendo del estado en que se encuentre el agua originada en el proceso de combustión se puede clasificar en poder calorífico superior (líquido-condensado) o poder calorífico inferior (vapor de agua). Su determinación indirecta se basa en la identificación de la composición obtenida por diferentes técnicas analíticas, la más

\*aaparicio@cdtdegas.com

utilizada es la cromatografía de gases [2]. El PRHC es uno de los parámetros más críticos en el GN, debido a que está altamente influenciado por la composición de los hidrocarburos pesados presentes en el gas y los problemas que se pueden derivar por sus mediciones inexactas. Tanto la norma ISO 14532:2014 [3] como el estándar API 14.1 [4] concuerdan en que el PRHC es la temperatura a una presión dada a la cual el hidrocarburo en estado vapor comienza a condensarse. A pesar de esto, aún existen discrepancias entre el tamaño de gota que debe

considerarse como condensado, razón por la cual esta medición involucra una alta incertidumbre.

Una incorrecta determinación de estos parámetros puede generar sobrecostos, disputas en los puntos de transferencia de custodia, condensados, pérdida de eficiencia en los sistemas de combustión por taponamiento, entre otros. Por lo tanto, la medición de estos parámetros y el seguimiento estricto de estos procesos, son necesarios para garantizar el suministro de una fuente de energía limpia a sus usuarios finales.



En la determinación de la composición del GN, el PC y el PRHC es indispensable mantener y asegurar la validez de sus mediciones, garantizando la calidad del proceso de medición. La identificación y cuantificación de las diferentes fuentes de incertidumbre asociadas con las magnitudes de entrada que contribuyen al valor del mensurando de cada uno de estos parámetros, permiten obtener resultados confiables, debido a que de estos depende, en gran parte, la toma de decisiones para la resolución de problemas que se puedan presentar en la distribución y transporte del GN. Por lo tanto es importante brindar trazabilidad y una adecuada estimación de incertidumbre atribuida a cada uno de los procesos de medición.

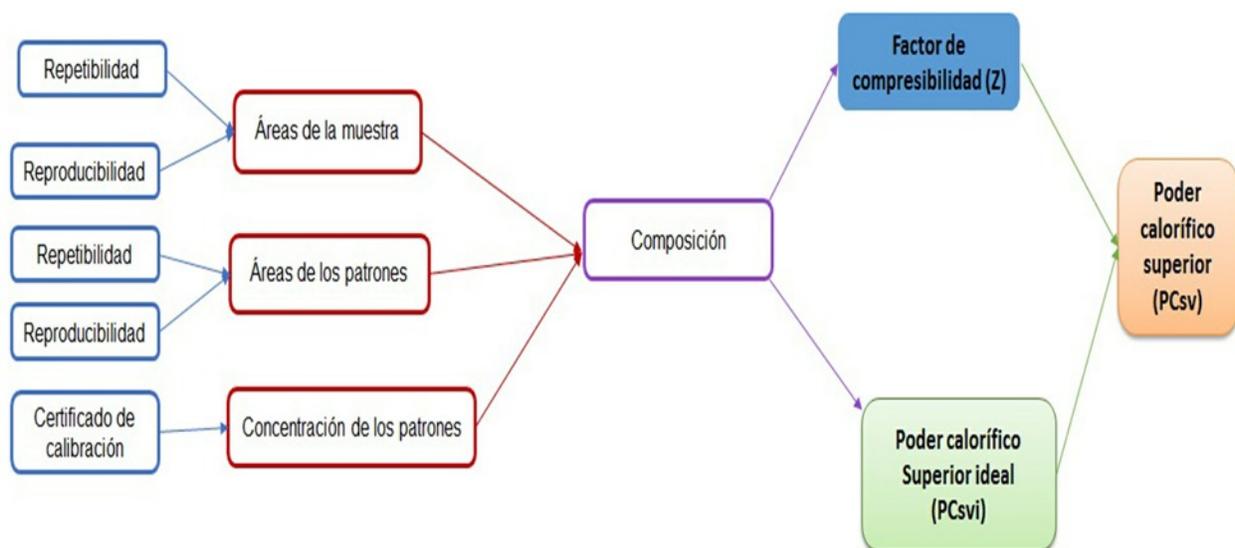
## METODOLOGÍA

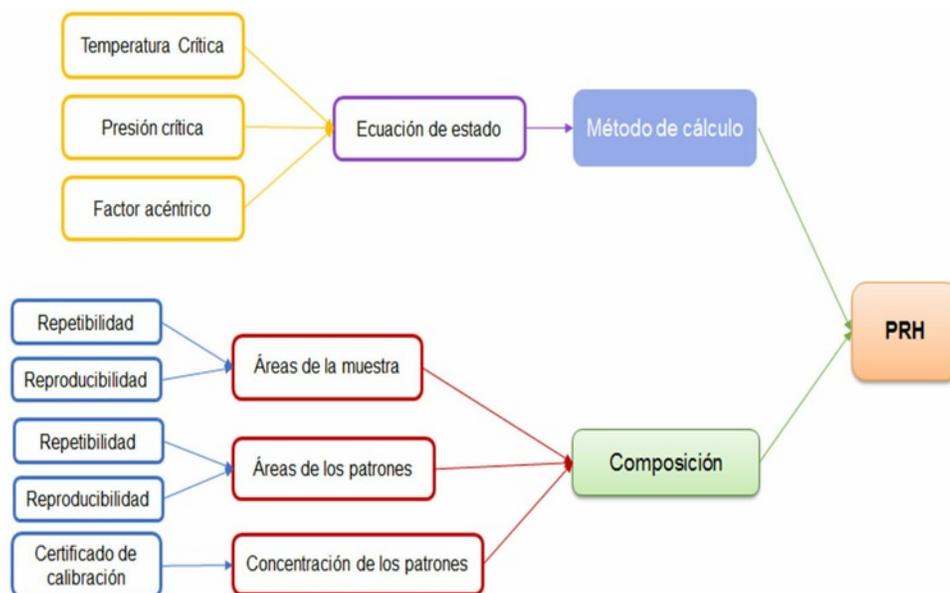
El poder calorífico superior en base volumétrica (PC<sub>Sv</sub>) es obtenido de forma indirecta a condiciones estándar a partir del modelo matemático descrito en la ecuación A6 de la norma GPA 2172 [5] y los valores de los poderes caloríficos superiores ideales en base volumétrica de cada uno de los componentes (PC<sub>Siv</sub>) se tomaron del Anexo B3 de la presente norma. El factor de compresibilidad (Z) se calculó a partir del modelo matemático del método detallado descrito en reporte de la American Gas Association (AGA) N°8 [6], debido a que este método presenta

una menor desviación con respecto a resultados experimentales.

La medición indirecta del PRHC se realiza comúnmente a partir de la cromatografía de gases y mediante ecuaciones de estado termodinámicas [7], de las cuales, las de mayor aplicación en la industria del petróleo y gas son: la ecuación de Peng Robinson (PR) y la ecuación de Soave Redlich Kwong (SRK), ya que a pesar de su sencillez, logran una buena aproximación a las mediciones experimentales [8]. La cromatografía de gases se emplea para conocer la composición del GN la cual es fundamental, no sólo para la determinación del PRHC sino también para el cálculo del PC<sub>Sv</sub>, entre otras propiedades importantes del combustible. La composición se obtiene por regresión lineal a partir de la relación entre las concentraciones de los materiales de referencia gaseosos (MRG) con las respectivas respuestas del equipo (área de cada pico).

De acuerdo con la Guía para la expresión de la incertidumbre de medición (GUM) [9], el primer paso para una buena estimación de incertidumbre es la correcta definición del modelo de medición, seguido por la identificación de las fuentes que perturban a las variables involucradas en dicho modelo. Para la cuantificación de las fuentes de incertidumbre involucradas en la medición del PC<sub>Sv</sub>





**Figura 2.** *Árbol de fuentes de incertidumbre para la determinación del PRH*

y el PRHC, se identificó la función de probabilidad que seguía cada una de las magnitudes de entrada para realizar su respectiva propagación por el método Monte Carlo (MC) [10] y para la cuantificación por el método de GUM se identificaron cada uno de los coeficientes de sensibilidad derivando la variable de salida con respecto a cada una de las variables de entrada [9]. La herramienta computacional, utilizada para llevar a cabo la cuantificación de la incertidumbre de medición, fue el lenguaje de programación PYTHON bajo la interfaz de usuario WinPython, que ha sido desarrollado bajo la licencia de código abierto [11], lo cual hace más fácil su uso en diversas áreas, incluyendo las de tipo comercial; Python además cuenta con bibliotecas (tales como math., numpy., scipy., entre otras), las cuales permiten la utilización de comandos específicos, que, en este caso, facilitaron la cuantificación de los mensurandos (PCSV y PRHC) y sus respectivas incertidumbres, especialmente cuando se aplicó el método MC que demandó la simulación de un gran número de ensayos.

De esta forma, teniendo claridad en cuanto al modelo de medición, habiendo identificado las fuentes de incertidumbre que son cuantificables, y

habiendo seleccionado una buena herramienta matemática, se facilita la estimación de la incertidumbre que complementa la medición de los parámetros de calidad de gas, contribuyendo a una acertada toma de decisiones en los puntos de transferencia de custodia.

## RESULTADOS

A partir del modelo matemático para el cálculo del PCSv a condiciones estándar en Colombia (60°F y 14.65 psi) se identificaron las fuentes de incertidumbre asociadas a su proceso de medición y representadas en la figura 1.

Para las incertidumbres asignadas al Z y al PCSiv se le atribuyó una distribución normal, debido a que los valores asignados fueron tomados de documentos de referencia (AGA 8 y GPA 2172), en los cuales generalmente los valores reportados son obtenidos a partir de una serie de repeticiones realizadas.

En la figura 2 se muestra el árbol de las fuentes de incertidumbre asociadas a la medición indirecta del PRHC. Se consideró que la información de las constantes críticas puede influenciar el cálculo del PRHC, ya que estas se encuentran reportadas en la

**PUNTO DE ROCÍO DE HIDROCARBURO**

Magnitud de entrada	Tipo de incertidumbre	
Composición	Concentración Patrón (Xp)	B
	Área Patrón (Yp)	A
	Área Muestra (Y0)	A
Propiedades críticas	Temperatura crítica	B
	Presión crítica	B
Factor acéntrico	B	

**Tabla 1.** Tipo de incertidumbre de acuerdo a la magnitud de entrada del modelo de medición del PRH

**PODER CALORÍFICO**

Magnitud de entrada	Tipo de incertidumbre	
Composición	Concentración Patrón (Xp)	B
	Área Patrón (Yp)	A
	Área Muestra (Y0)	A
Factor de compresibilidad	B	
Poder calorífico ideal	B	

**Tabla 2.** Tipo de incertidumbre de acuerdo a la magnitud de entrada del modelo de medición del PC

literatura por varios autores y han sido estimadas a partir de datos experimentales.

Después de la identificación de las fuentes de incertidumbres asociadas a la medición PCSv y PRHC, se realizó la cuantificación de cada una de las incertidumbres que provienen de las fuentes identificadas. Los componentes de la incertidumbre fueron clasificados de acuerdo a la forma de evaluación en tipo A y tipo B, cuya información es agrupada en las tablas 1 y 2 en donde se registran cada una de las magnitudes de entrada y el tipo de incertidumbre atribuida.

$$u_c^2(\text{PCsv}) = \sum_{i=1}^N \left( \frac{\partial \text{PCsv}}{\partial x_i} \right)^2 u^2(x_i) + \sum_{i=1}^N \left( \frac{\partial \text{PCsv}}{\partial Z_{\text{base}}} \right)^2 u^2(Z_{\text{base}}) + \sum_{i=1}^N \left( \frac{\partial \text{PCsv}}{\partial \text{PCSi}} \right)^2 u^2(\text{PCSi}) \quad (1)$$

$$u_c^2(\text{PRH}) = \sum_{i=1}^N \left( \frac{\partial \text{PRH}}{\partial x_i} \right)^2 u^2(x_i) + \sum_{i=1}^N \left( \frac{\partial \text{PRH}}{\partial T_{c_i}} \right)^2 u^2(T_{c_i}) + \sum_{i=1}^N \left( \frac{\partial \text{PRH}}{\partial P_{c_i}} \right)^2 u^2(P_{c_i}) + \sum_{i=1}^N \left( \frac{\partial \text{PRH}}{\partial w_i} \right)^2 u^2(w_i) \quad (2)$$

La evaluación cuantitativa de la incertidumbre combinada siguiendo los lineamientos establecidos en GUM se expresa en la ecuación 1 para PCSv y en la ecuación 2 para el PRHC.

A partir de la ecuación (1) se determina la incertidumbre combinada para el PCSv, en donde

$\frac{\partial \text{PCsv}}{\partial x_i}$ ,  $\frac{\partial \text{PCsv}}{\partial Z_{\text{base}}}$ ,  $\frac{\partial \text{PCsv}}{\partial \text{PCSi}}$  representan los coeficientes de sensibilidad y  $u(x_i)$ ,  $u(Z_{\text{base}})$ ,  $u(\text{PCSi})$

las contribuciones de su incertidumbre. Así mismo, mediante la ecuación (2) se estima la incertidumbre combinada del PRHC, siendo  $\frac{\partial \text{PRH}}{\partial x_i}$ ,  $\frac{\partial \text{PRH}}{\partial T_{c_i}}$ ,  $\frac{\partial \text{PRH}}{\partial P_{c_i}}$ ,  $\frac{\partial \text{PRH}}{\partial w_i}$

los coeficientes de sensibilidad y  $u(x_i)$ ,  $u(T_{c_i})$ ,  $u(P_{c_i})$ ,  $u(w_i)$  las contribuciones de su incertidumbre.

En la estimación de la incertidumbre combinada por el método de MC se relaciona la función de probabilidad de cada contribuyente para obtener la incertidumbre por la generación de números aleatorios con la distribución de probabilidad atribuida, permitiendo simular los valores de cada variable aleatoria del modelo. En la figura 3 se detallan las ecuaciones utilizadas para la determinación del PCSv y se recopilan las distribuciones de probabilidad de cada una de sus magnitudes de entrada.

Las distribuciones de probabilidad asignadas para las variables del modelo de medición del PRHC se consignan en la Figura 4. Se enuncia de forma general "ecuaciones de estado" donde se involucra tanto las ecuaciones cúbicas de estado como las reglas de mezclado aplicadas en el proceso de medición.

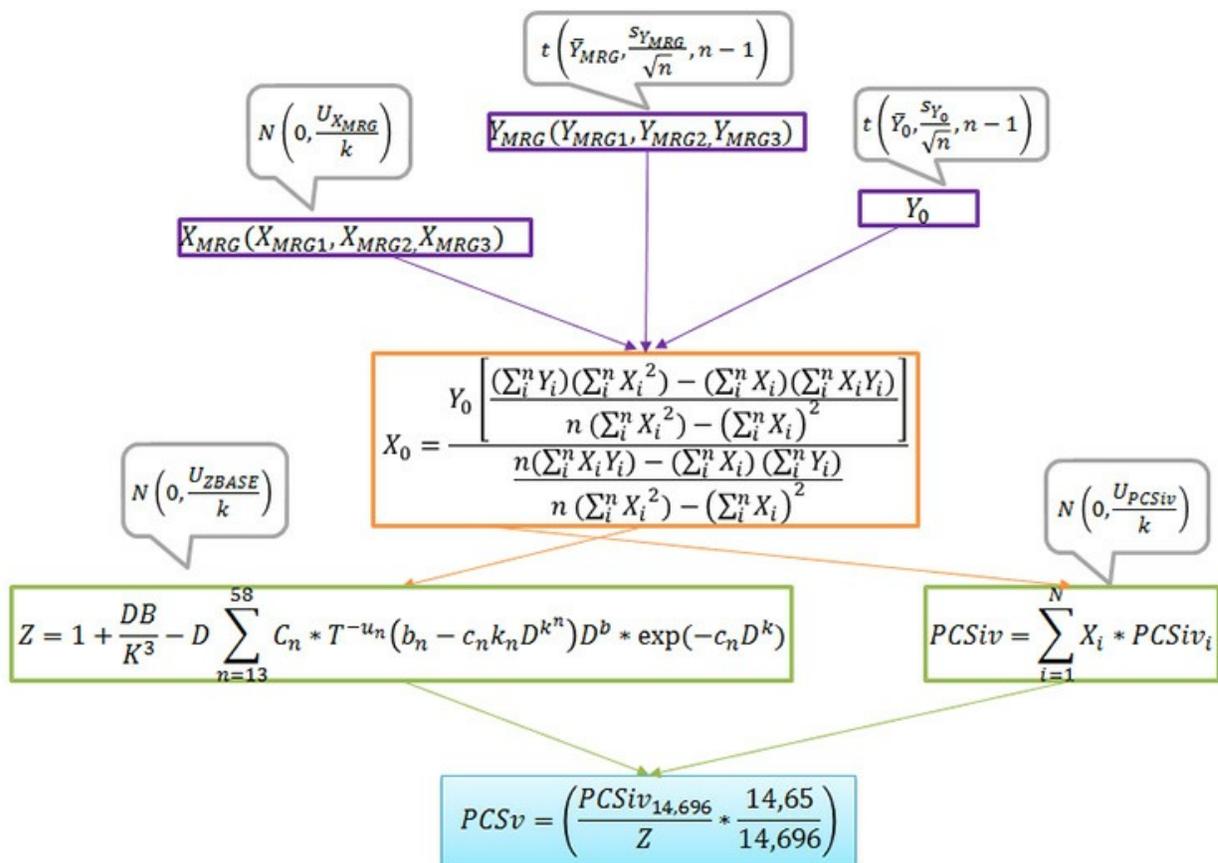


Figura 3. Distribuciones de probabilidad de las magnitudes de entrada para la estimación de incertidumbre del PCSv.

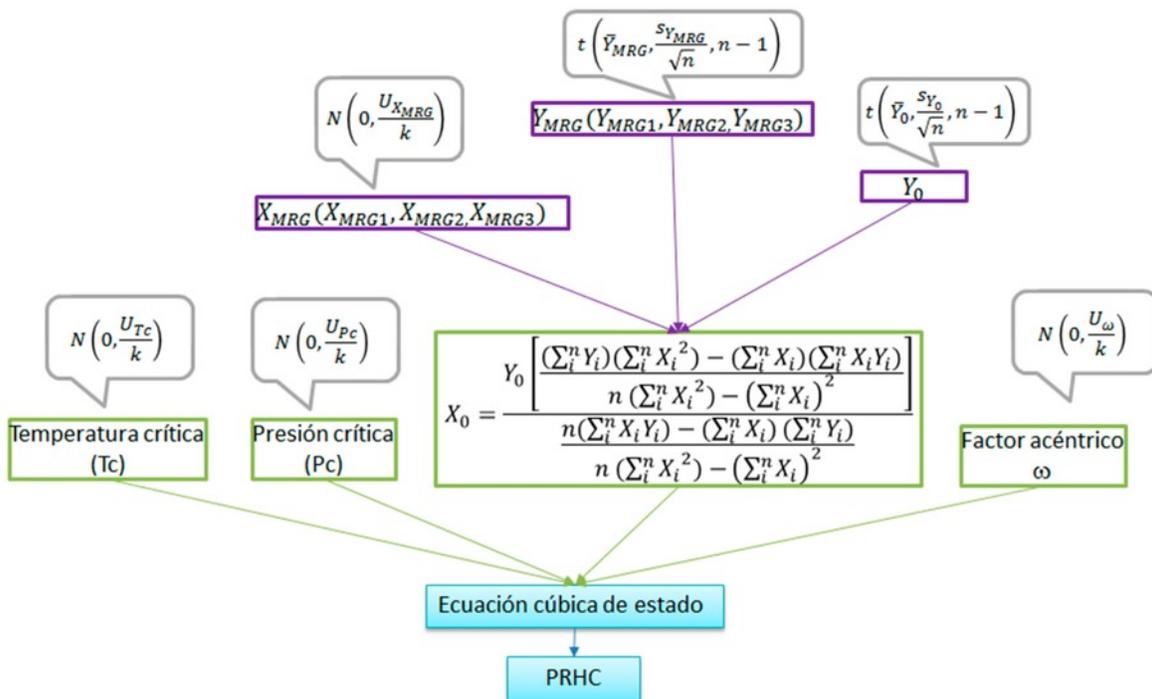


Figura 4. Distribuciones de probabilidad de las magnitudes de entrada para la estimación de incertidumbre del PRH.

En la tabla 3 se presenta los valores obtenidos en la determinación del PCSv y PRHC y su incertidumbre asociada utilizando los métodos GUM y MC. Se reporta la incertidumbre expandida de cada uno de los parámetros de calidad de gas evaluado con un nivel de confianza del 95 %.

La envolvente de fases corresponde a un diagrama de presión versus temperatura, delimitada por las condiciones de burbuja (comienzo de ebullición de la mezcla) y las condiciones de rocío (principio de la condensación) [12]. La figura 5 muestra las envolventes calculadas por dos herramientas computacionales diferentes. Utilizando el software

de simulación Aspen Hysys®, se obtiene la información necesaria para construir las envolventes de fases mostradas en la figura 5a), las cuales corresponden a las ecuaciones de estado PR y SRK. En la figura 5b) se muestran las envolventes de fases obtenidas a través de la programación realizada con Python, aplicando las mismas ecuaciones de estado, cuando se utilizan dos reglas de mezclado diferentes: la regla clásica y la regla de Huron Vidal (denotada como 'hv'). Uno de los puntos más importantes de la envolvente de fases, es el punto máximo de temperatura a la cual puede ocurrir condensación, mejor conocido como cricondenterma.

Sustancia	Monte Carlo (M=1000000)		GUM	
	Composición [fracción molar]	Incertidumbre	Composición [fracción molar]	Incertidumbre
CH4	0.9535	0.0093	0.9535	0.0012
N2	0.01317	0.00027	0.01317	0.00012
CO2	0.01656	0.00024	0.016566	0.000109
C2H6	0.013252	0.00016	0.013251	0.000056
C3H8	0.001674	0.00014	0.001674	0.000081
i-C4H10	0.000612	0.000024	0.000612	0.000014
n-C4H10	0.000449	0.000025	0.000449	0.000014
i-C5H12	0.000362	0.000009	0.000362	0.000004
n-C5H12	0.000049	0.000005	0.000049	0.000003
n-C6H14	0.000073	0.000009	0.000073	0.000005
n-C7H16	0.000121	0.000020	0.000121	0.000011
n-C8H18	0.000032	0.00980	0.000074	0.000076
n-C9H20	0.000033	0.000052	0.000033	0.000003
n-C10H22	0.000026	0.000008	0.000026	0.000002
Parámetro	Usando composición por MC		Usando composición por GUM	
	Valor	Incertidumbre	Valor	Incertidumbre
PC	997.25 Btu/ft <sup>3</sup>	3.04	996.67 Btu/ft <sup>3</sup>	3.85
Cricondent. PR	274.29 K	2.82	275.43 K	4.88
Cricondent. PR-HV	274.63 K	4.33	276.13 K	4.88
Cricondent. SRK-HV	277.41 K	4.04	278.61 K	4.69
Cricondent. SRK-HV	277.89 K	3.50	278.61 K	4.88

**Tabla 3.** Determinación del PC y PRHC y su estimación de Incertidumbre de una muestra de GN.

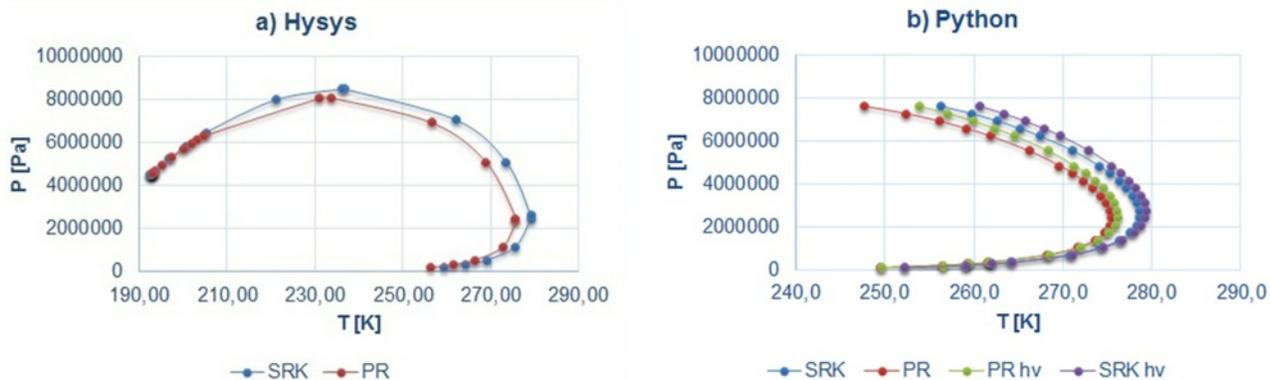


Figura 3. Distribuciones de probabilidad de las magnitudes de entrada para la estimación de incertidumbre del PCSv.

La propagación de distribuciones realizada por el método MC consiste en que la función de probabilidad de cada variable de entrada influye de manera directa en la distribución de la variable de salida. En la figura 6 se observa la distribución de probabilidad para el PC y el PRHC, obtenidos de acuerdo al modelo de medición utilizado.

DISCUSIÓN

En las figuras 1 y 2 se identificaron las principales fuentes de incertidumbre para la determinación del PCSv y PRHC del GN es la determinación de la

composición a partir de las magnitudes de entrada atribuidas a cada proceso de medición. Evidenciando que una de las principales contribuciones para la estimación de su incertidumbre es la composición, haciendo necesario realizar la evaluación de las áreas y las concentraciones de los MRG y las áreas obtenidas para el gas de análisis. En la determinación del PC se identificaron que a pesar de que los PCSiv se hayan tomado directamente de la literatura, estos presentan una incertidumbre asociada a su proceso de estimación.

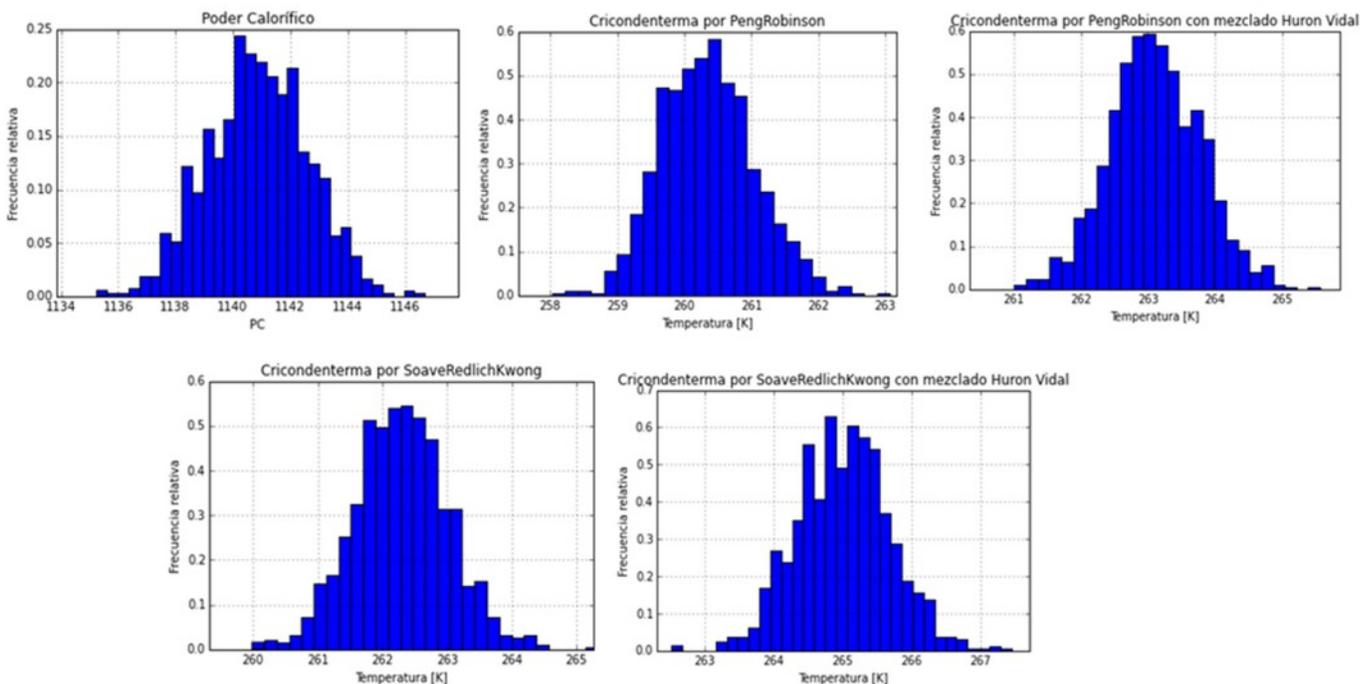


Figura 4. Distribuciones de probabilidad de las magnitudes de entrada para la estimación de incertidumbre del PRH.

De acuerdo al modelo matemático seleccionado para el cálculo del Z, se seleccionó el método detallado de AGA N°8, dada su capacidad para calcular con precisión las propiedades de una mezcla de GN. Su ecuación hace uso de híbridos en reglas de mezcla que proporcionan un práctico método para describir el comportamiento de los fluidos y combina las características de la ecuación del teorema de estado virial. Por lo tanto la contribución de este factor en la determinación del PCSv es determinada a partir de la incertidumbre reportada en la norma por el método de cálculo.

El análisis de fuentes de incertidumbre presentado para la medición del PRHC se basó en la disponibilidad de la información. El cálculo del PRHC por el método indirecto permitió la construcción de la envolvente de fases, que es una gráfica que muestra el equilibrio entre la fase líquida y la fase vapor, construida a partir de una serie de parejas de presión y temperatura, que corresponden a las condiciones en las cuales es muy probable la condensación (en este caso) del combustible gaseoso. En ese orden de ideas, las fuentes de incertidumbre consideradas en las figura 2 para el PRHC son aquellas que pueden cuantificarse y que están involucradas particularmente con la ecuación cúbica de estado seleccionada. La incertidumbre por repetibilidad y reproducibilidad solo se tiene en cuenta en el caso de la composición dada la naturaleza de su determinación, caso contrario a los parámetros críticos de las sustancias que han sido tomados de la literatura.

Para la cuantificación de las contribuciones de cada una de las fuentes de incertidumbre utilizando la metodología GUM, se derivó cada una de las magnitudes de entrada con respecto al PCSv, determinando cada uno de los coeficientes de sensibilidad. Por lo tanto debido a que el PCSv depende de la composición, el Z y el PCSiv de cada uno de los componentes presentes en el GN, se deriva con respecto a estos. Para la determinación de la contribución del Z se evaluó su variabilidad con

respecto al PCSv, la incertidumbre atribuida a este factor es del 1%. De igual manera, los coeficientes de sensibilidad asociados a la estimación de incertidumbre del PRH se obtienen calculando la variación del valor del PRHC con respecto a la composición, las propiedades críticas y el factor acéntrico; las propiedades críticas corresponden a la presión y temperatura que describen el punto crítico y fueron tomadas del NIST Chemistry WebBook [13] en donde se encuentran tabuladas con su respectiva incertidumbre de medición; los factores acéntricos, que representan la no esfericidad de una molécula [14], fueron tomados del programa NIST REFPROP 8.0; en dicho programa no se reporta una incertidumbre asociada a su medición, razón por la cual se le atribuye una incertidumbre del 1% que es un valor conservativo y aproximado de la incertidumbre de magnitudes físicas.

Cada una de las fuentes de incertidumbre anteriormente mencionadas se distribuye estadísticamente bajo una función de probabilidad, que permitió suponer el mejor estimador de la dispersión de los valores obtenidos. Por lo tanto, con base a la clasificación de cada una de las contribuciones especificadas en la tabla 1 y 2, se asignaron las distribuciones de probabilidad para cada una de las magnitudes en el cálculo del PCSv y el PRHC, como se muestra en la figura 3 y 4, respectivamente. Lo anterior con el objetivo de realizar posteriormente el análisis de la propagación de la incertidumbre mediante la técnica de simulación de MC.

A partir de GUM y MC se obtuvieron valores similares de PCSv de 996.67 Btu/ft<sup>3</sup> y 997.25 Btu/ft<sup>3</sup> respectivamente. Pero para las incertidumbres expandidas estimadas con un nivel de confianza del 95 % se evidencian incertidumbres más altas por GUM en comparación con MC. El cálculo de las cricondentermas por la herramienta de simulación Hysys?, dio como resultado 279,07 K y 275,66 K a partir de las ecuaciones de estado SRK y PR, respectivamente. Los valores obtenidos a través de la

herramienta construida en Python, comparados con los obtenidos por Hysys?, presentan errores de 0,5% y 0,4% para PR y de 0,6% y 0,4% para SRK. Estos errores se pueden considerar bajos, lo que permite interpretar la consistencia matemática que fundamenta ambas herramientas. Por otro lado, la estimación de incertidumbre asociada a la medición del PRHC por el método GUM dio resultados más homogéneos y más altos (entre 3,85 K y 4,88 K) que el método MC (2,82 K y 4,33 K), como sucedió para el PC. Esto se presenta debido a que la metodología GUM aplicada en este caso no considero términos de orden superior que permitan una mayor precisión de la estimación.

## CONCLUSIONES

- La identificación de las fuentes de incertidumbre y cuantificación de su contribución son necesarios para estimar la incertidumbre asociada a los procesos de medición del PC y PRHC. Una buena identificación de estas fuentes para cualquier medición contribuirá a una mayor precisión en la toma de decisiones. En el caso de los parámetros de calidad de gas, esta identificación y su posterior cuantificación, permitirá reducir las discrepancias presentadas en los puntos de transferencia de custodia.
- La cuantificación de las fuentes de incertidumbre por medio de GUM o MC, permiten determinar cómo los coeficientes o la variación aleatoria en cada una de las magnitudes de entrada afectan el rendimiento, la sensibilidad o la confiabilidad de los resultados obtenidos al determinar el PCSv y el PRHC en el GN
- El método de MC se consideró como el método de referencia para la estimación de incertidumbre, debido a que es un enfoque más robusto ya que utiliza las funciones de probabilidad de cada magnitud de entrada para obtener la distribución correspondiente a la magnitud de salida; además, este método permite obtener estimaciones de incertidumbres más precisas, considerándose

como una alternativa práctica al enfoque clásico de la GUM para modelos de alta complejidad.

## Agradecimientos

A la Corporación Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas y al Departamento Administrativo de Ciencia, Tecnología e innovación COLCIENCIAS. (Joven Investigador 617-2013) .

## REFERENCIAS

- [1] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Resolución No 071 de 1999.  
*Reglamento único de transporte de gas natural.*
- [2] Ulbig P, Hoburg D. Determination of the calorific value of natural gas by different methods. *Thermochim. Acta* 2002; 382:27-35.
- [3] International Organization for Standardization. 2014. *Natural gas - Vocabulary. ISO 14532. Geneva, Switzerland.*
- [4] American Petroleum Institute. 2006. *Collecting and Handling of Natural Gas Samples for Custody Transfer. API MPMS Chapter 14.1. Washington.*
- [5] Gas Processors Association. 2009. *Calculation of Gross Heating Value, Relative Density and Compressibility Factor for Natural Gas Mixtures from Compositional Analysis. GPA 2172. USA.*
- [6] American Gas Association. 1992. *Compressibility Factors of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases. AGA Report N°8 - 203.*
- [7] Skylogianni E. *Measurements and Modelling of Hydrocarbon Dew Points for Natural Gases. Master Thesis. Norwegian University of Science and Technology. Norway. 2012.*
- [8] Louli V, Pappa G, Boukouvalas C, Skouras S, Solbraa E, Christensen KO, Voutsas E. *Measurement and prediction of dew point curves of natural gas mixtures. Fluid Phase Equilib.* 2012; 334:1-9.
- [9] International Bureau of Weights and Measures, International Organization for Standardization. *Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement. 1st ed. 1993. Genève, Switzerland: International Organization for Standardization*
- [10] International Bureau of Weights and Measures, International Organization for Standardization. *Supplement 1 to the "Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement" - Propagation of Distributions Using a Monte Carlo Method. Genève, Switzerland: International Organization for Standardization; 2008.*
- [11] PYTHON™. Disponible en: <https://www.python.org/about/>. Consultado: 22 de Abril de 2015
- [12] Pedersen KS, Christensen PL, Shaikh JA. *Phase behavior of petroleum reservoir fluids. CRC Press. 2015*
- [13] NIST Chemistry WebBook. Disponible en: <http://webbook.nist.gov/chemistry/>. Consultado: 6 de Abril de 2015.
- [14] Chen DH, Dinivahi MV, Jeng CY. *New acentric factor correlation based on the Antoine equation. Ind. Eng. Chem. Res.* 1993;32(1):241-244.

# DISEÑO CONCEPTUAL DE UN VAPORIZADOR DE GAS NATURAL LICUADO (GNL) DE UNA PLANTA DE REGASIFICACIÓN EN COLOMBIA

**Ricardo Lizarazo Suárez**<sup>1</sup>

Ingeniero Mecánico, UN, Especialista en Gerencia de Proyectos, UN - Profesional Proyectos Especiales Promigas S.A. E.S.P.  
Barranquilla, Colombia

**Danny Guillermo Cañas Rojas**<sup>2</sup>

Especialista en Ingeniería del Gas, UIS - Ingeniero de Cuarto de Control Planta de Gas Gibraltar  
Bucaramanga, Colombia

**Resumen:** Debido al posible déficit de gas que Colombia podría experimentar, el gobierno pretende implementar una planta de regasificación de gas natural licuado (GNL) en la bahía de Cartagena. Teniendo en cuenta que para el país serán procesos y tecnologías novedosas, se desarrolla este estudio del análisis teórico de un vaporizador de GNL, tomando como base de cálculo una capacidad estimada a regasificar de 400 MMSCFD, con el fin de determinar el área, las dimensiones y flujo de agua de mar requerido en un vaporizador de GNL. Para esto, se utilizaron modelos matemáticos tradicionales para el cálculo de transferencia de calor en intercambiadores, la herramienta de simulación numérica Aspen HYSYS y el apoyo de las normas europeas EN1160 y EN 1473 para diseño de plantas de GNL. Finalmente se obtuvo el diseño de un vaporizador de tablero abierto (ORV) que requiere un área de 75 m<sup>2</sup>, repartida en tubos de 2" de diámetro y 5 m de alto con un flujo de agua para vaporizar el GNL de 16600 m<sup>3</sup>/h.

**Palabras clave:** GNL, planta de regasificación de GNL, vaporizador.

**Abstract:** Due to possible gas shortage that Colombia could experience over the next few years, the national government will develop the construction of a regasification terminal for liquefied natural gas (LNG) in the Bay of Cartagena. Given that in the country will be processes and novel technologies, the theoretical analysis of LNG vaporizer is developed in this work, based on a estimated regasification capacity of 400 MMSCFD, in order to obtain the surface área, sizing and wáter flow needed in a LNG vaporizer. To this, traditional mathematical models were used to calculate the heat transfer in exchangers and were used the numerical simulator tool Aspen HYSYS as well as the european standars EN 1160 and EN 1473 for the LNG regasification plant design. Finally, LNG open rack vaporizer (ORV) was obtained with 75 m<sup>2</sup> surface área, 5 m and 2" height and diameter tubes respectively and 16600 m<sup>3</sup>/h flow wáter as a source of heat to regasify the LNG.

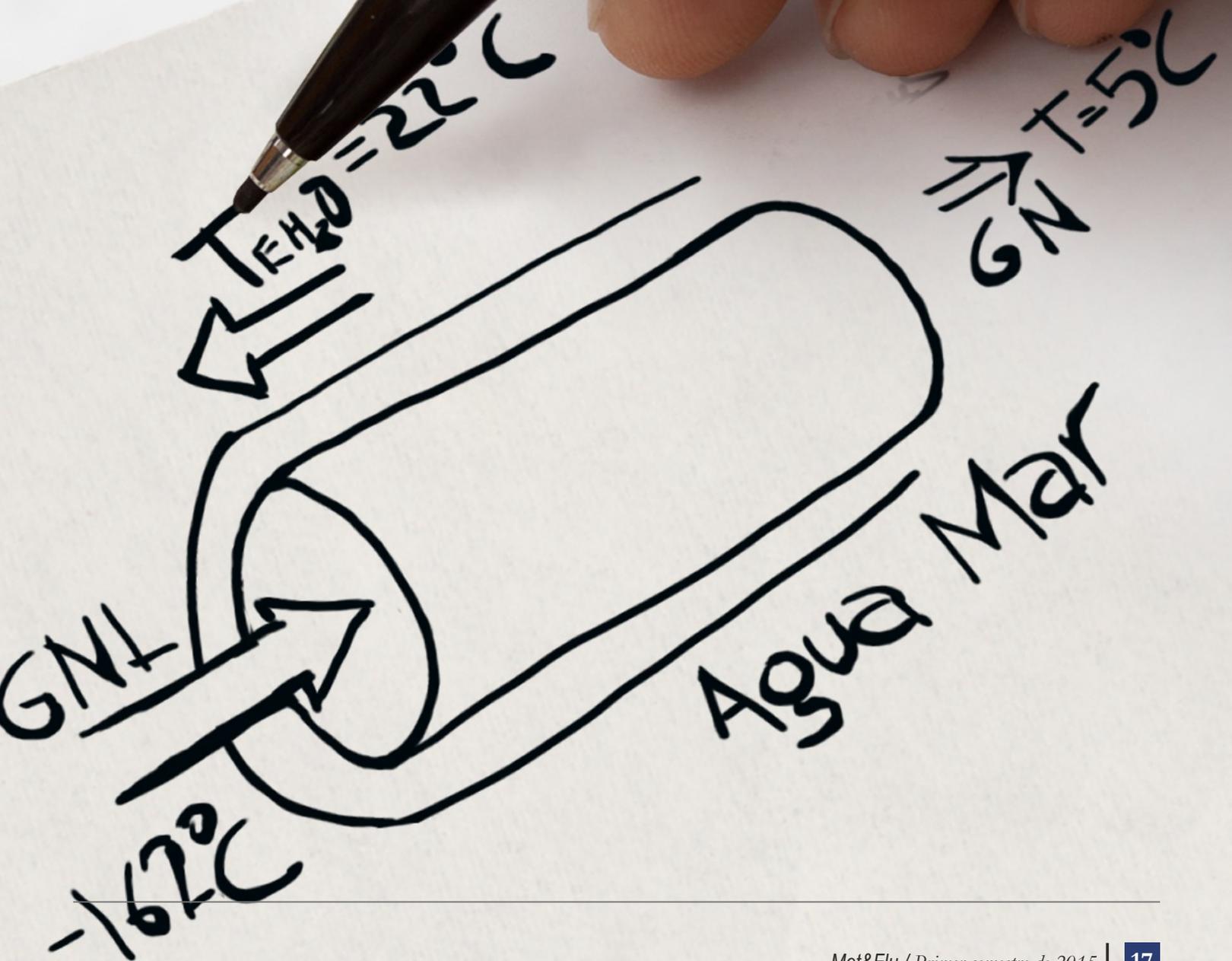
**Keywords:** LNG, LNG regasification plant, vaporizer.

## 1. INTRODUCCIÓN

La tecnología del gas natural licuado a nivel mundial está muy bien desarrollada y para algunos países que no disponen de fuentes primarias para generación de energía, se convierte en una fuente de suministro más económica, ambientalmente amigable y menos riesgosa que otras fuentes tales como la energía nuclear (caso Japón); además, para los países que disponen de grandes reservas de gas natural,

exportarlo les genera gran rentabilidad económica, muy importante para su producto interno bruto. En países autosuficientes en el consumo de gas natural, como lo es Colombia, se inició la implementación esta tecnología de importación de GNL, como estrategia para fortalecer la garantía de la disponibilidad de gas natural, ya que se estima, que el balance entre la producción de gas y su consumo es igual a cero para el año 2018 [1]. En la figura 1 la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)

<sup>1</sup> ricardo.lizarazo@promigas.com    <sup>2</sup> dany7987@hotmail.com



presenta este balance de gas, haciendo una proyección hasta el año 2022, en donde estudia tres escenarios principales (escenario alto, medio y bajo).

Sumado a lo anterior, otra variable que consideró el gobierno, es el fenómeno que se presenta cada 4 o 5 años llamado "El niño", el cual trae una sequía extrema, haciendo que las hidroeléctricas sean afectadas en su producción y por lo tanto se debe contar con una fuente de suministro de respaldo para garantizar que las termoeléctricas generen gran parte de la energía, durante los períodos en que se da este fenómeno.

La importación de GNL requiere la implementación de una planta de regasificación, donde el GNL es recibido en fase líquida y enviado desde los buques metaneros hacia los tanques de almacenamiento, o hacia una barcaza con capacidad de almacenamiento y regasificación de GNL. Posteriormente es vaporizado (llevado a su estado gaseoso) y finalmente entregado a la red nacional de transporte de gas natural, para los consumidores finales. Por último, este trabajo se en el estudio del equipo de mayor relevancia del terminal de regasificación que es el vaporizador.

## 2. METODOLOGIA

### 2.1 Conceptos generales de vaporizadores de GNL

Diferentes autores han estudiado la dinámica de estos terminales de importación de GNL, como es el caso de Mokhatab [2] quien enuncia los principales equipos del terminal como: brazos de descarga de GNL, tanque de almacenamiento de GNL, compresor de gases de evaporación (boil off gas o BOG), bombas de baja y alta presión de GNL, recondensador de BOG y el vaporizador de GNL. Para este artículo, se se consideró que la etapa más importante del terminal de regasificación, es el sistema de vaporización, por lo que se centró en el estudio del vaporizador.

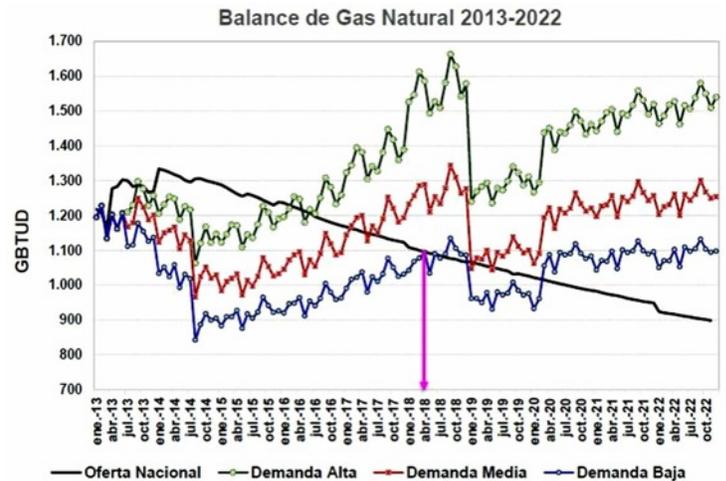


Figura 1. Balance De Gas Natural Para Colombia (Fuente: UPME)

El vaporizador de GNL es un intercambiador de calor que transforma el GNL de estado líquido a estado gaseoso por medio de un aporte de calor, para ser enviado a red nacional de transporte, listo para su consumo. La regasificación se realiza a alta presión (entre 70 y 80 Bar aproximadamente) debido a que si se desea inyectar a la red, cuya presión es elevada, es más sencillo elevarle la presión a un líquido, que a un gas, hablando en términos de energía. Los vaporizadores utilizados en el mundo son:

Vaporizador de tablero abierto (Open rack Vaporizer ORV): Este está construido por paneles verticales de tubos aleteados, fabricados de aleaciones de aluminio, por donde en su interior, entra el GNL en fase líquida, de abajo hacia arriba, calentado a lo largo de su recorrido por una cortina de agua de mar a temperatura ambiente. Esta agua, es de especial manejo, ya que primero, el vaporizador debe ser diseñado para que la caída de temperatura sea de 5 °C aproximadamente (este valor se toma como referencia en el diseño de este trabajo, ya que viene dado por regulaciones locales internacionales, siendo utilizado en las diferentes diseños desarrollados en las plantas alrededor del mundo [3]) y segundo el agua debe tener tratamiento químico para evitar incrustaciones y posible crecimiento marino dentro de los tubos. También se debe considerar, las condiciones químicas de descarga del

agua de mar, ya que puede causar ambientalme impactos negativos.

Vaporizadores de combustión sumergida (Submerged Combustion Vaporizer SCV): El GNL va dentro de tubos de acero inoxidable, sumergidos en un baño de agua calentada por la combustión de gas natural. La figura 2 muestra un vaporizador ORV y un SCV.

Vaporizadores de carcasa y tubo (Shell and Tube Vaporizer STV): Requieren de una fuente externa de calor, típicamente una mezcla de agua/glicol y finalmente los vaporizadores de aire ambiente (Ambient Air Vaporizer AAV) que utilizan aire como fuente de calor para vaporizar el GNL [4].

En el mundo, los vaporizadores más utilizados son los de tablero abierto (ORV), seguido de los vaporizadores de combustión sumergida (SCV) en el orden de 70% y 20 % respectivamente y el 10% final se reparten entre las demás tecnologías [2].

Patel et al [3] evalúan la mejor alternativa de selección de las mismas tecnologías de vaporización mencionadas anteriormente, llegando a la conclusión que el sitio y las condiciones ambientales son el criterio principal de selección; pero también concluye que los vaporizador más amigables con el

ambiente son los que usan aire como fuente de calor para vaporizar el GNL. Para el caso del Caribe Colombiano cuya capacidad de regasificación es 2,8 millones de toneladas por año (2,8 MTA) aproximadamente, estos vaporizadores serian adecuados, pero al mismo tiempo Patel sugiere que no sirven para vaporizar cantidad grandes de GNL (mayor a 0,3 MTA), ya que comienzan a tener serios problemas de escarchamiento de hielo. En este mismo orden de ideas, según Petel, para locaciones donde la temperatura ambiente durante el año es mayor a 18 °C, después de los vaporizadores con aire, los más adecuados son los que usan agua de mar como fuente de energía (ORV), los cuales poseen bajos costos de operación y permiten manejar grandes cantidades de GNL (mayor a 0,3 MTA). De acuerdo a lo anterior, para este estudio, se seleccionó para el diseño del vaporizador el de tablero abierto (ORV), siendo este, el más utilizado en el mundo y el más conveniente para ser aplicado en Colombia, debido a la fácil disponibilidad de la fuente de energía requerida para vaporizar el GNL [3].

### 3. CÁLCULOS Y RESULTADOS

El gas natural licuado, de acuerdo al país que lo exporta, tiene diferentes composiciones, este varía entre 430 Kg/m<sup>3</sup> y 470 Kg/m<sup>3</sup>.

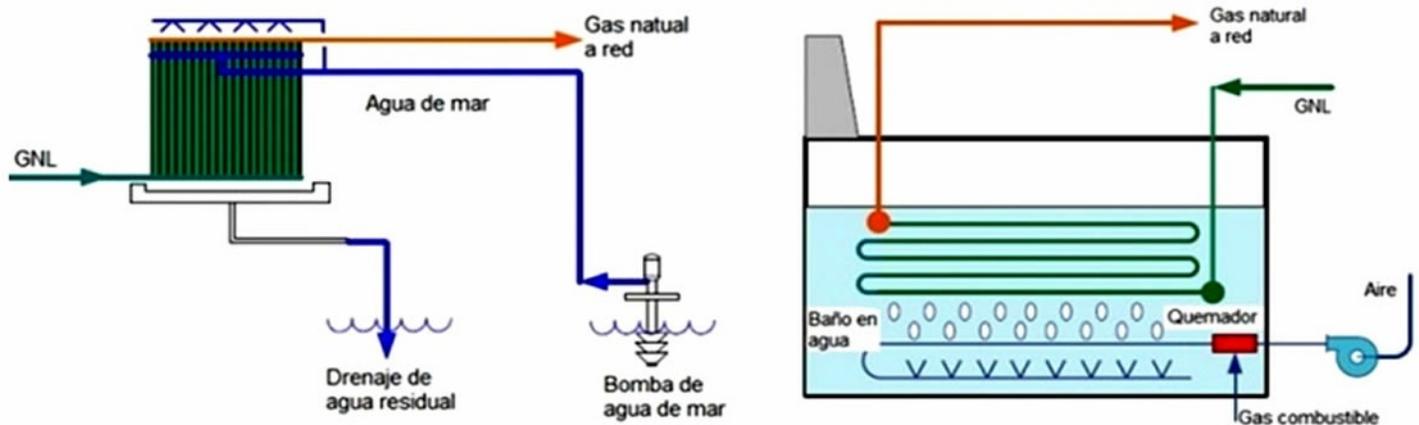


Figura 2. Vaporizadores Tipo ORV y SCV (Fuente: Patel et al., [3])

Composición de GNL (%)			
Componente	GNL liviano	GNL mediano	GNL pesado
C1	98	92	87
C2	14	6	95
C3	4	1	25
C4	1	0	5
N2	1	1	5
$\rho$ (Kg/m <sup>3</sup> )	428	446	465

**Tabla 1.** Composición de 3 tipos diferentes de GNL

La tabla 1 muestra la composición típica de un GNL liviano, mediano y pesado [5].

Para los cálculos del diseño del vaporizador, se considera un GNL mediano con una densidad promedio de 450 Kg/m<sup>3</sup> a una temperatura de -162 °C (-260 °F).

### 3.1 Cálculo del vaporizador de GNL

Para el cálculo de las principales variables del vaporizador se tienen en cuenta las siguientes consideraciones:

- El volumen a regasificar diario es de 400 MMSCFD que corresponden a 787 m<sup>3</sup>/h de GNL o a 2,8 MTA (Esta capacidad a regasificar está definida por el máximo déficit de gas durante el plan de abastecimiento en Colombia 2012-2022 [6]).
- Según lo indica la norma EN 1160 "Installation and equipment for liquefied natural gas - General characteristics of liquefied natural gas", el material de los tubos que conforman el vaporizador debe ser de aleaciones de aluminio [7]. Un material que es bien utilizado actualmente para vaporizadores de GNL tipo ORV, es la aleación de aluminio 5052 o la aleación UNS A95052.
- La densidad del GNL a vaporizar se considera como 450 Kg/ m<sup>3</sup>.

De acuerdo a la norma EN1473 "Installation and equipment for liquefied natural gas - Design of

Onshore Installations" la temperatura mínima de salida del gas después de ser vaporizado es 0 °C, así para este estudio se considera que T sal gas = 5 °C [8].

De acuerdo a las consideraciones anteriores, se calcula del área de intercambio de calor (1):

$$Q \text{ total} = U * A * \Delta T \ln \quad (1)$$

Dónde:

Q total = Flujo de calor necesario que requiere el GNL para ser regasificado.

U = Coeficiente global de transferencia de calor del vaporizador.

A = Área de intercambio de calor requerida para vaporizar el GNL.

$\Delta T \ln$  = Diferencia de temperatura media logarítmica en el vaporizador.

### 3.2 Cálculo del flujo de calor necesario a transferir al GNL (Q total)

Para el flujo de calor (Q total) necesario que requiere el GNL para ser regasificado se debe tener en cuenta que dentro de los tubos del vaporizador, se presenta cambio de fase y que el calor total es igual al flujo de calor de vaporización de GNL (Q vap) más el flujo de calor de calentamiento (Q cal) del gas ya vaporizado, así como lo muestra (2).

$$Q \text{ total} = Q \text{ vap} + Q \text{ cal} \quad (2)$$

El Q vap se calcula de acuerdo a (3) [9].

$$Q \text{ vap} = \dot{m} \text{ GNL} * \lambda \text{ vap} \quad (3)$$

Para una densidad del GNL de 450 Kg/m<sup>3</sup> y volumen a regasificar de 787 m<sup>3</sup>/h se tiene el flujo másico de GNL ( $\dot{m}$  GNL) es 98.4 Kg/s. A estas condiciones el calor latente de vaporización ( $\lambda$  vap) es aproximadamente 500 KJ/Kg, por lo tanto:

$$Q \text{ vap} = 98.4 \frac{\text{Kg}}{\text{s}} * 500 \frac{\text{KJ}}{\text{Kg}} \sim 49200 \text{ Kw} \quad (4)$$

Para determinar (Q cal) se utiliza la ecuación (5).

$$Q_{cal} = \dot{m}_{GN} * C_p_{GN} * \Delta T \quad (5)$$

Dónde:

$\dot{m}_{GN}$  = Flujo másico de gas natural ya vaporizado = 98.4 Kg/s

$C_p_{GN}$  = Calor específico del gas vaporizado  $\approx 2.5 \text{ KJ} / (\text{Kg} * \text{K})$

$\Delta T$  = Diferencia de temperatura entre la salida y la entrada del gas natural = 167 K

Por lo tanto se tiene que:

$$Q_{cal} = 98.4 \frac{\text{Kg}}{\text{s}} * 2.5 \frac{\text{KJ}}{\text{Kg} * \text{K}} * 167 \text{ K} \approx 41000 \text{ Kw} \quad (6)$$

De acuerdo a (2) se determina el Q total:

$$Q_{total} \approx 90000 \text{ Kw} \quad (7)$$

### 3.3 Cálculo del flujo másico de agua necesario que aporte el Q total

Con el flujo de calor (Q total) calculado en el numeral anterior, se determina el flujo másico de agua ( $\dot{m}_{H_2O}$ ) necesario para aportar este calor. Utilizando la forma (5) y el calor específico del agua ( $C_p_{H_2O}$ ) pero analizando el sistema de agua se tiene que:

$$Q_{total} = \dot{m}_{H_2O} * C_p_{H_2O} * \Delta T \quad (8)$$

Como buena práctica por regulaciones ambientales en países del mundo, la caída de temperatura del agua de mar en vaporizadores, no debe ser superior a 5 °C. Por lo anterior, con la temperatura de agua de mar de entrada = 22 °C y  $C_p_{H_2O}$  a esas condiciones = 3.9 KJ / (Kg \* K) [10] se tiene que:

$$90000 \text{ Kw} = \dot{m}_{H_2O} * 3.9 \frac{\text{KJ}}{\text{Kg} * \text{K}} * 5 \text{ K} \quad (9)$$

$$\dot{m}_{H_2O} \approx 4600 \frac{\text{Kg}}{\text{s}} \approx 16600 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} \quad (10)$$

### 3.4 Cálculo del coeficiente global de transferencia de calor (U)

Utilizando la herramienta aspen HYSYS (versión 8.0), se realiza la simulación numérica del terminal de regasificación apoyado con los cálculos y condiciones operacionales anteriormente mostrados, para determinar el coeficiente global de transferencia de calor (U). La figura 3 muestra el esquema del diagrama de flujo del terminal de regasificación, simulando en Aspen HYSYS.

Para esta simulación se escogió el mismo paquete termodinámico utilizado por Kumar [11] en su estudio "ASPEN simulation: Liquefied natural gas import terminal safety and security study" donde inicialmente

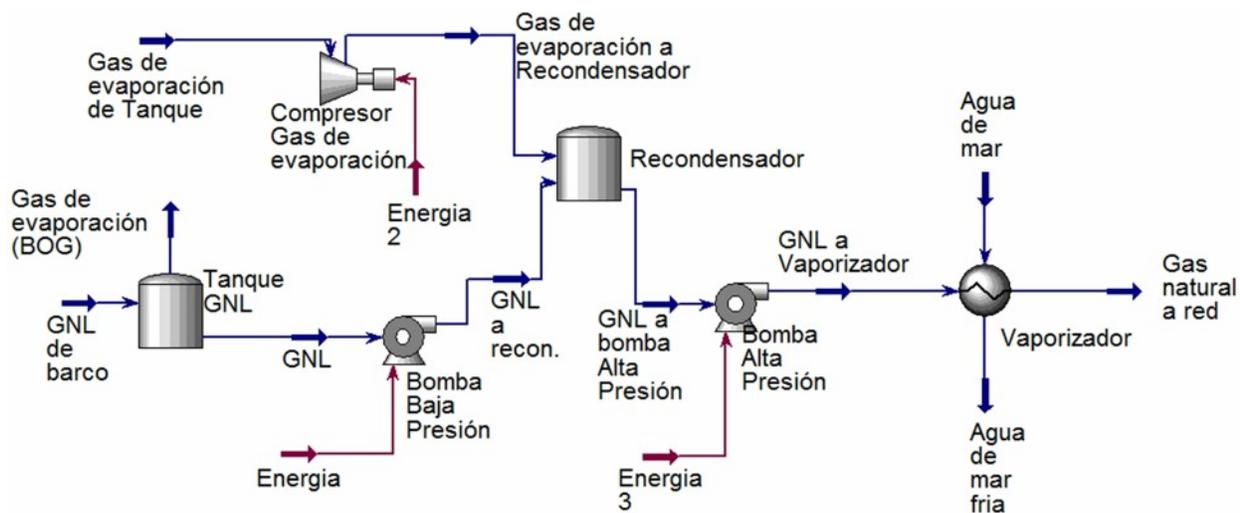


Figura 3. Diagrama de flujo terminal de regasificación simulado en ASPEN HYSYS

estudia el comportamiento de varios paquetes termodinámicos de Aspen HYSYS para así seleccionar el mejor para su estudio. De acuerdo a las condiciones de operación del GNL, el paquete que mejor se ajusta para este caso es Soave-Redlich-Kwong (SRK).

Por medio de la simulación, se determina  $U$  dando como resultado (11):

$$U \approx 17600 \frac{W}{m^2 * K} \quad (11)$$

### 3.5 Cálculo de la diferencia de temperatura media logarítmica ( $\Delta T \ln$ )

La figura 4 muestra la dirección y la temperatura de cada uno de los fluidos que pasan por los tubos del vaporizador. La diferencia de temperatura a lo largo del tubo no es constante, sigue una forma logarítmica (" $\Delta T \ln$ ") por lo que se calcula, como lo muestra (12):

$$\Delta T \ln = \frac{\Delta T1 - \Delta T2}{\ln\left(\frac{\Delta T1}{\Delta T2}\right)} \quad (12)$$

Dónde:

$$\Delta T1 = T_{S.H_2O} - T_{GNL} = 17 \text{ }^\circ\text{C} - (-162 \text{ }^\circ\text{C}) = 179 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\Delta T2 = T_{E.H_2O} - T_{GN} = 22 \text{ }^\circ\text{C} - 17 \text{ }^\circ\text{C} = 5 \text{ }^\circ\text{C}$$

Utilizando la ecuación (12) y realizando los cálculos se obtiene que:

$$\Delta T \ln = 68.81 \text{ }^\circ\text{C} = 68.81 \text{ K} \quad (13)$$

### 3.6 Cálculo del área de intercambio de calor útil para vaporizar el GNL

Utilizando la ecuación (1) y con los resultados



Figura 4. Dirección de los fluidos en el tubo del vaporizador

presentados en esta sección se determina el área de transferencia de calor como se muestra a continuación:

$$A = \frac{Q \text{ total}}{U * \Delta T \ln} = \frac{90000 \text{ Kw}}{17.6 \frac{\text{Kw}}{m^2 * K} * 68.81 \text{ K}} \quad (14)$$

$$A = 74,5 \text{ m}^2 \sim 75 \text{ m}^2 \quad (15)$$

### 3.7 Cálculo del número de tubos del vaporizador

La altura de los tubos de un vaporizador tipo ORV pueden llegar a medir hasta 7 metros [12], por lo cual para determinar el número de tubos del vaporizador se requiere de las siguientes consideraciones:

- Altura de los tubos  $h = 5 \text{ m}$
- Diámetro de los tubos  $d = 2'' = 50.8 \text{ mm}$
- Diámetro interior de los tubos  $d_{\text{interior}} = 50 \text{ mm}$

El cálculo del área superficial de cada tubo (" $A_{\text{tubo}}$ ") se calcula como (16):

$$A_{\text{tubo}} = \pi * d_{\text{interior}} * h = \pi * 0.05 \text{ m} * 5 \text{ m} \quad (16)$$

$$A_{\text{tubo}} = 0,78 \text{ m}^2 \quad (17)$$

Utilizando la ecuación (15) y " $A_{\text{tubo}}$ ", se halla el número de tubos del vaporizador (" $\# \text{ tubos}$ "), de la siguiente manera:

$$\# \text{ tubos} = \frac{A}{A_{\text{tubo}}} = \frac{75 \text{ m}^2}{0,78 \text{ m}^2} \approx 96 \text{ tubos} \quad (18)$$

## 4. DISCUSIÓN

En general, la selección del sistema de vaporización depende ampliamente de las condiciones ambientales, las limitaciones por regulaciones, consideraciones operativas, localización, análisis económicos y las condiciones finales de distintos tipos de emisiones, tales como los gases de combustión en el caso del SCV o la temperatura de descarga del agua de mar en el ORV. Por otra parte,

el diseño del vaporizador de acuerdo a las normas europea EN 1160 y la EN 1473, muestra que se necesita un vaporizador aproximadamente de 100 tubos de diámetro de 2" para poder obtener un volumen de gas regasificado de 400 MMSCFD. Al mismo tiempo se observa que se necesita un flujo considerablemente alto de agua, que pueda aportar la energía necesaria para vaporizar el GNL, pero al mismo tiempo, un buen manejo racional de esta agua, evita los impactos negativos que pueda tener sobre la vida marina.

Finalmente, estudios económicos se han desarrollado para el terminal que actualmente se está implementando en Cartagena, y al contar con la alternativa de generación de energía eléctrica alimentando las plantas térmicas con gas natural proveniente de la planta de regasificación, se estima que se podrían alcanzar ahorros cercanos a los 612.000.000 USD anuales durante los próximos 10 años de operación en los que planta requiera entrar en servicio. Lo anterior deja ver que estar preparados para situaciones de déficit en la garantía energética del país, e implementar estrategias de aseguramiento, puede traer grandes beneficios que fortalecen la economía del país.

## 5. CONCLUSIONES

La importación de GNL es una solución técnicamente viable al problema de suministro de gas que Colombia puede enfrentar, para el año 2018, de acuerdo a lo proyectado. Al mismo tiempo, la implementación de esta tecnología trae desarrollo y generación de valor para el país en términos de evolución de la canasta energética. Por lo tanto, la ejecución de este trabajo, se realizó en un momento oportuno, ya que sirve como una fuente de consulta disponible a nivel académico, en la cual se encuentra bibliográfica y normas que podrían ser de utilidad para esta nueva industria del GNL en Colombia.

De acuerdo a lo estudiado y para el caso Colombiano, donde la temperatura ambiente es alta

durante todo el año (bahía de Cartagena), el sistema de vaporización de GNL seleccionado como base de estudio, fue adecuado ya que el agua de mar como fuente de energía para vaporizar el GNL, posee condiciones de temperatura, que dan un punto clave en la selección del vaporizador, siendo este al mismo tiempo, adecuado para la capacidad requerida a regasificar para Colombia. No obstante, la cantidad de intercambio de energía que requiere este vaporizador es bastante alta, como se determinó anteriormente, lo que conlleva a que se necesiten grandes cantidades y flujos de agua de mar, haciendo hasta cierto punto, crítico el tema ambiental. Por lo anterior, es de gran importancia considerar estudios del manejo adecuado del agua de mar, sobre todo en el instante a ser descargada nuevamente al mar.

## 6. REFERENCIAS

- [1] Unidad de Planeación Minero Energética, Ministerio de Minas y Energía, Republica de Colombia. *Análisis de oferta y demanda de gas natural en Colombia*. Bogotá, D.C.: UPME, 2013.
- [2] Mokhtab S, Mak J, Valappil J, Wood D. *LNG Fundamentals*. En: G. P. Publishing, 1er ed. *Handbook of liquefied natural gas*. Oxford: Elsevier, Inc.; 2014: 1-103.
- [3] Patel D, Mak J, Rivera D, Angtuaco J, "LNG Vaporizer selection base on site ambient conditions," presented at the LNG 17 Conference., Houston., United States, Abr. 2013.
- [4] Tusiani M, Shearer G. *LNG Import Terminals*. En: Paterson M. 1er ed. *LNG: A nontechnical guide*. Tulsa: Pennwell Corporation.; 2007, 165-195.
- [5] Debrota ?, Lali? B, Kormar I. *Problem of Boil-Off in LNG supply chain*. *Trans. Marit. Sci.* 2013; 02: 91 - 100.
- [6] Unidad de Planeación Minero Energética, Ministerio de Minas y Energía, Republica de Colombia. *Plan de abastecimiento de gas natural*. Bogotá, D.C.: UPME, 2013
- [7] British standard Institute. *Installation and equipment for liquefied natural gas - General characteristics of liquefied natural gas*. BSI EN 1160. First edition. 1997.
- [8] British standard Institute. *Installation and equipment for liquefied natural gas - Design of Onshore Installations*. BSI EN 1473. First edition. 2007.
- [9] Estrany F, Dosta J, Perez J, Muñoz S, Rodríguez O. *Vaporizadores de agua de mar para gas natural licuado*. *Tecnica Industrial (TI)*. 2007; 01: 24 - 31.
- [10] Escudero R. *Diseño y estudio técnico - económico de una terminal de almacenamiento de regasificación de GNL*. Trabajo de grado (Ingeniero civil Mecánico), Departamento de Ingeniería Mecánica, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. Universidad de Chile. Santiago de Chile, Chile, 2008.
- [11] Kumar R. *ASPEN simulation: Liquefied natural gas import terminal safety and security study*. Tesis de Maestría, Departament of Chemical Engineer, Faculty of the College of Graduate Studies, Lamar University, Beaumont, Texas, United States, 2006.
- [12] Tarakad R, *LNG receiving and regasification terminals*. 1er ed, Houston: Z. D. Corporation; 2003.

# COMPARABILIDAD INTERNACIONAL DE LAS MEDICIONES DE VELOCIDAD DE GASES DEL CDT DE GAS

Jhon Freddy Alfonso Serrano \*

Corporación Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas. Parque Tecnológico UIS Guatiguará, km 2 vía El Refugio. Piedecuesta. Santander. Colombia.

**Resumen:** En este artículo se presentan los resultados obtenidos en el desarrollo de un ejercicio de comparabilidad internacional para la magnitud Velocidad de Gases. Esta comparación fue realizada a partir de los resultados de calibración obtenidos por los laboratorios del Centro de Metrología de Fluidos del Instituto de Pesquisas Tecnológicas (IPT) de Brasil y de la Corporación Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas (CDT de GAS) de Colombia, empleando un tubo pitot asociado a un transmisor de presión diferencial como Dispositivo de Transferencia (DT). A partir de los estadísticos de desempeño denominados números En empleados en este ejercicio y descritos en la norma ISO/IEC 17043:2010, se demuestra la comparabilidad entre los resultados obtenidos por el CDT de GAS y los obtenidos por el IPT. De esta forma, se confirma la competencia del CDT de GAS, brindando soporte a sus mediciones, más aun considerando que el CDT de GAS es actualmente el único laboratorio acreditado por el Organismo Nacional de Acreditación de Colombia (ONAC) para brindar trazabilidad a las mediciones de velocidad de gases en el país.

**Palabras clave:** Comparabilidad, velocidad de gases, dispositivo de transferencia, túnel de viento, números En.

**Abstract:** In this article the results obtained in the development of an international comparability exercise in Gas Velocity are described. This comparison was made based on the calibration results obtained by the laboratories of the Fluids metrology center from the Instituto de Pesquisas Tecnológicas (IPT) in Brazil and the Corporación Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas (CDT de GAS) from Colombia, using a pitot tube associated to a differential pressure transmitter as the Transfer standard. Based on the performance statistics called En numbers used in this exercise and described in ISO/IEC 17043:2010 standard, comparability between the results obtained by CDT de GAS and those obtained by IPT is demonstrated. In this way, CDT de GAS competence is confirmed, providing support to its measurements, even more considering that CDT de GAS is currently the only laboratory accredited by Organismo Nacional de Acreditación de Colombia (ONAC) for provide traceability to the gas velocity measurements in Colombia.

## 1. INTRODUCCIÓN

En 2009, a raíz de un proceso de vigilancia tecnológica que mantiene el Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas (CDT de GAS), se identificó la necesidad de ofrecer trazabilidad en la magnitud velocidad de gases para Colombia. Desde entonces, con recursos provistos por el Estado a través del Departamento Administrativo de Ciencia, Tecnología e Innovación (Colciencias) y el respaldo de sus asociados tecnológicos, el CDT de GAS ha realizado avances en este campo que han conducido al desarrollo de la primera instalación tipo Túnel de Viento para la calibración de medidores de velocidad de gases en el país, denominada WSL20, acreditada por el Organismo Nacional de Acreditación de Colombia (ONAC) bajo los requisitos de la norma NTC-ISO/IEC 17025 [1], a partir de 2015.

\* jalfonso@cdtdegas.com





Como parte de las actividades de formación de personal, en agosto de 2014 dos profesionales del CDT de GAS realizaron una estancia técnica en el Laboratorio de Aerodinámica Industrial del Centro de Metrología de Fluidos (CMF) del Instituto de Pesquisas Tecnológicas (IPT) de Brasil, laboratorio que se encuentra acreditado por el Instituto Nacional de Metrología de Brasil (INMETRO) en ISO/IEC 17025 y que actualmente coordina el Comité Técnico de Flujo (CT-13) de la Coordinación General de Acreditación (CGCRE) en ese país.

Dentro de los requisitos para el otorgamiento de la acreditación por parte del ONAC, están los relativos a la validación de métodos dados en el numeral 5.4.5 de la ISO/IEC 17025. Así, como herramienta clave para la confirmación de la Capacidad de Medición y Calibración (CMC) del CDT de GAS declaradas para la magnitud, se realizó la calibración de un Dispositivo de Transferencia (DT). El dispositivo fue integrado por el CDT de GAS, como elemento base para el ejercicio de comparabilidad entre ambos laboratorios, y como soporte para la validación de la exactitud del método empleado. Bien sabido es que este tipo de ejercicios permiten conocer en detalle el desempeño metrológico de las infraestructuras, métodos, procedimientos y personal responsable de mantener y diseminar una magnitud [2].

Aunque este ejercicio de comparación no es aceptado por el ONAC para efectos de cumplir con su política CEA-04 circular 2 [3], ya que no constituye propiamente un Ensayo de Aptitud (EA), se ejecutó como parte de los procesos de aseguramiento metrológico del CMF del CDT de GAS, considerando que el Laboratorio de velocidad del IPT se encuentra acreditado por INMETRO en la magnitud de velocidad de gases para un amplio intervalo con CMCs de alrededor del 1% ( $k=2$ ), y con experiencia en programas de comparación liderados por el CT-13, única entidad organizadora de actividades con fines de acreditación para la magnitud de velocidad de gases en Latinoamérica desde 2008 [4].

## 2. METODOLOGÍA

En el presente ejercicio, el CDT de GAS y el IPT, dos laboratorios líderes en metrología de fluidos en sus propios países, ejecutaron la calibración de un DT entre los meses de agosto y septiembre del 2014. Empleando los resultados reportados por ambos participantes, el CDT de GAS, como laboratorio coordinador, se encargó de realizar el análisis estadístico para este ejercicio de comparabilidad, con el objeto de estimar el grado de equivalencia de las mediciones de velocidad de gases entre ambos laboratorios, facilitar y asegurar los procesos de medición, y apropiar conocimientos para continuar garantizando trazabilidad al Sistema Internacional de Unidades (SI). En este caso, el IPT, que posee trazabilidad directa, ejerce como laboratorio de referencia. Un resumen de la infraestructura metrológica de cada laboratorio se presenta en la Tabla 1.

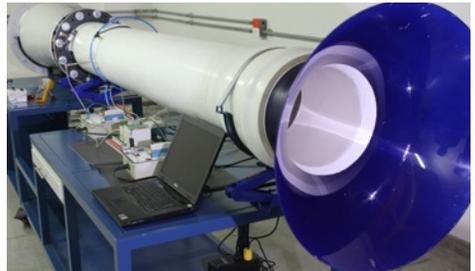
### 2.1. *Mensurando empleado*

El mensurando objeto de la comparación correspondió al Error del Medidor (Ec. 1), obtenido por los laboratorios participantes al calibrar el DT sobre un conjunto de 3 puntos de velocidad de aire (Tabla 2).

$$X_i = V_{DT} - V_{Lab@DT} = \left( C_p * \sqrt{\frac{2\Delta P}{\rho_f}} \right) - V_{Lab@DT} = \left( C_p * \sqrt{\frac{\Delta P_{m\acute{a}x} \times (I_{\Delta P} - 4_{[mA]})}{8_{[mA]} \times \rho_f}} \right) - V_{Lab@DT} \quad (Ec. 1)$$

Dónde:

$X_i$ [m/s]	Error del medidor, reportado por el laboratorio participante $i$
$V_{DT}$ [m/s]	Velocidad del medidor tipo pitot a condiciones de flujo (DT). Velocidad de flujo deducida partir del principio de Bernoulli [5]. Ecuación empleada en

Descriptor	IPT	CDT de GAS
País	Brasil	Colombia
Nombre Legal	Instituto de Pesquisas Tecnológicas do Estado de São Paulo	Corporación Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas
Medio de generación de velocidad de aire	Túnel de Viento subsónico abierto de sección abierta	Túnel de Viento subsónico abierto de sección cerrada
		
Método de calibración	Comparación directa	Comparación directa
Intervalo	0,2 m/s a 45,0 m/s	2,0 m/s a 20,0 m/s
CMC del método empleado (k=2)	0,05 m/s (0,2 a 1,99 m/s) 0,06 m/s (2,0 a 9,99 m/s) 0,11 m/s (10,0 a 45,0 m/s)	0,24 m/s a 0,69 m/s
Patrón de Trabajo	Tubo pitot L asociado a un patrón de baja presión tipo vasos comunicantes, trazable a barras patrón de IPT	Anemómetro térmico de temperatura constante (CTA), trazable a Skilltech de Brasil
Procedimiento interno	CMF-LV-PC-03	PTC-041
Acreditación ISO/IEC 17025	INMETRO	ONAC

**Tabla 1.** Infraestructura metroológica de los laboratorios participantes

$V_{Lab@DT}$ [m/s]	procedimientos estandarizados, como los desarrollados por ASTM [6]. Velocidad indicada por el patrón del laboratorio participante a condiciones de flujo.	$\Delta P_{m\acute{a}x}$ [Pa]	Escala Total del diferencial de presión acoplado al pitot y correspondiente a su salida de Corriente
$C_p$ Adimensional	Coefficiente del Pitot. Considerado igual a 1 para calibración en lazo cerrado	$I\Delta P$ [mA]	Corriente de salida del transmisor de presión (4 mA a 20 mA) proporcional al diferencial de presión $\Delta P$ generado en el pitot
$\Delta P$ [Pa]	Diferencial de presión generado en el pitot		
$\rho$ [kg/m <sup>3</sup> ]	Densidad del Aire a condiciones del Túnel de Viento: Pf (Presión absoluta del aire), Tf (Temperatura del aire), % HR (Humedad relativa del aire). Para el CDT de GAS es calculada a partir de la ecuación del Comité Internacional de Pesos y Medidas (CIPM) [7]		

Velocidad No.	1	2	3
Valor Nominal	V <sub>mín</sub>	0,5V <sub>máx</sub>	V <sub>máx</sub>
Velocidad [m/s]	2	10	20

**Tabla 2.** Velocidades de comparación

## 2.2. Dispositivo de transferencia

Para este ejercicio, y para futuros procesos de comparación, fue desarrollado un DT integrado por un tubo pitot tipo L, un transmisor de presión diferencial y un indicador escalable (Tabla 3). Se empleó este tipo de medidor ya que los tubos pitot son reconocidos como patrones de trabajo fiables para proveer trazabilidad a las mediciones realizadas en túneles de viento, a pesar de poseer desventajas tales como su alta incertidumbre, que radica en la dificultad de medir muy bajas presiones. A su vez, son comúnmente empleados a nivel internacional como dispositivos de transferencia en comparaciones interlaboratorios. Tal es el caso, que en la comparación Euromet.M.FF-K3 [8], ejecutada entre 2005 y 2008, fue utilizado como patrón de transferencia un tubo pitot con amplificador, desarrollado por NMI-Van Swinden Laboratorium (NMI-VSL) de Holanda.

## 2.3. Condiciones de instalación

Para la calibración del DT los laboratorios emplearon sus propios procedimientos, considerando la tecnología de medición del dispositivo. Aunque el DT posee un indicador de corriente escalable a velocidad, ambos laboratorios utilizaron directamente la salida de corriente del transmisor. Adicionalmente, se tuvieron en cuenta las siguientes consideraciones de acondicionamiento e instalación:

- Los elementos deberán permanecer en el laboratorio al menos 12 horas antes de empezar las mediciones. A su vez, los componentes electrónicos deberán permanecer encendidos al menos una hora antes de iniciar las mediciones.
- Conectar el tubo pitot a la caja de integración del DT usando los conectores y mangueras flexibles suministradas. Realizar las conexiones mecánicas garantizando hermeticidad en el montaje.



Tipo	Pitot tipo L asociado a transmisor de presión diferencial.
Fabricante	Dwyer Instruments
Modelo	160E-01 (Pitot) / HADP-UC-01 (Transmisor)
Identificación	SL-004 (Pitot) / PL-213 (Transmisor)
Alcance del transmisor	0"H <sub>2</sub> O a 1"H <sub>2</sub> O (0 Pa a 249,09 Pa)
Clase del transmisor	0,14 % de la Escala Total
Deriva del transmisor	0,1 % de la Escala Total @ 6 meses
Temp. de Operación	-18°C a 71°C
Salida del transmisor	4 mA - 20 mA
Otros componentes del DT	Indicador alimentado por bucle, marca Dwyer, modelo LPI-111. Fuente de alimentación de 24VDC, marca Mean Well, modelo MDR-20-24. Conectores adicionales.

**Tabla 3.** Características del Dispositivo de Transferencia integrado por el CDT de GAS

- Emplear los conectores eléctricos suministrados para obtener la salida de corriente del transmisor de presión.
- Seguir las indicaciones y recomendaciones adicionales mencionadas en el Manual de Operación del DT, facilitado por el CDT de GAS, con el fin de garantizar su correcto funcionamiento.

En la Figura 1 se observan los montajes finales de cada laboratorio. Particularmente para el CDT de GAS, el Túnel de Viento posee una sección de pruebas cerrada, por lo que se garantiza la reproducibilidad de la velocidad mediante la instalación de DT y patrón sobre una misma línea de acción y perfil de velocidad.

## 2.4. Tratamiento de los datos

### 2.4.1. Valores de Referencia

Dentro del análisis estadístico, se toman los resultados emitidos por IPT para cada valor de velocidad, como los valores de referencia contra los cuales se realiza la comparación.

### 2.4.2. Incertidumbre

Cada laboratorio estimó y declaró la incertidumbre de medición para los resultados de la calibración del DT, siguiendo las directrices de la Guía para la Expresión de la Incertidumbre de Medida (GUM) [9]. Éstas fueron reportadas en su respectivo certificado de calibración emitido por cada laboratorio.

### 2.4.3. Estadísticas de Desempeño

Como modelo estadístico para la evaluación de los resultados obtenidos, se usaron los números  $E_n$ , referenciados en las normas ISO/IEC 17043 [10] e ISO 13528 [11], y que representan el grado de equivalencia respecto al valor convencional:

$$E_n = \frac{D}{U(D)} = \frac{X - Y}{\sqrt{U_X^2 + U_Y^2}} \quad (Ec. 2)$$

Dónde; D es la diferencia simple entre el resultado X de un participante y el valor de referencia Y, denominada también estimación de la tendencia o sesgo del laboratorio.  $U_X$  es la incertidumbre expandida del resultado X y  $U_Y$  la incertidumbre expandida del valor de referencia Y. Para el caso analizado, los valores de X corresponden a los obtenidos por el CDT de GAS y los de Y a los obtenidos por IPT.

### 2.4.4. Evaluación de resultados

Cuando las incertidumbres son estimadas de forma coherente y siguiendo las directrices de la GUM, los números  $E_n$  expresan la validez de la incertidumbre expandida estimada para cada resultado. Un valor de  $|E_n|$  menor o igual a uno (1) indica que la diferencia entre el valor medido por un laboratorio

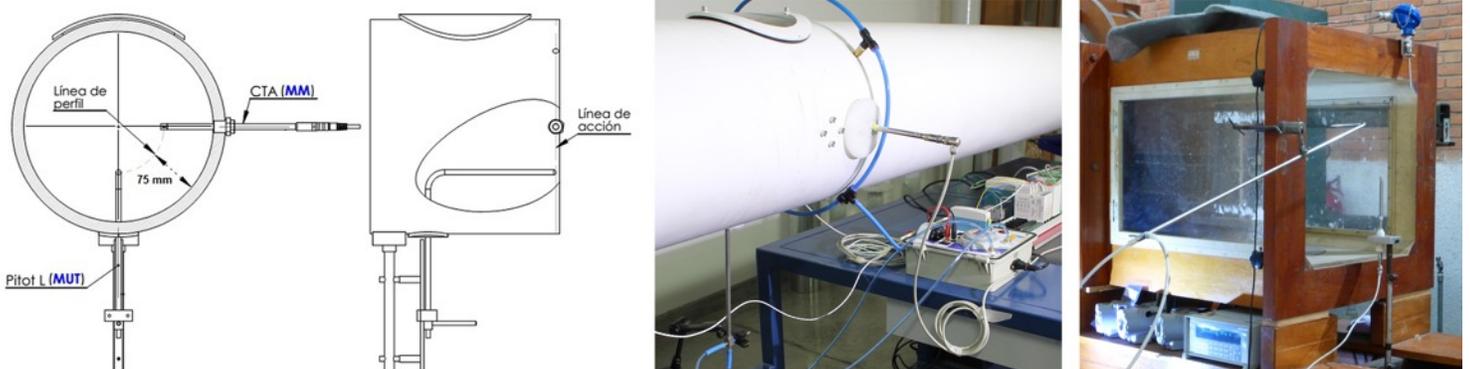


Figura 1. Instalación del DT: CDT de GAS (Izquierda y centro), IPT (derecha)

participante y el laboratorio de referencia es menor o igual que la incertidumbre combinada de ambos laboratorios.

Así, de acuerdo al resultado obtenido del  $E_n$ , se define el desempeño del laboratorio participante de la siguiente manera:

$|E_n| \leq 1,0$  Desempeño Satisfactorio, comparación exitosa 

$|E_n| > 1,0$  Desempeño Insatisfactorio, comparación no exitosa 

### 3. RESULTADOS

El DT fue calibrado por IPT empleando un patrón tipo pitot asociado a un manómetro diferencial de vasos comunicantes, en presencia de profesionales del CDT de GAS. Una vez en Colombia, se realizó la calibración del DT en el Laboratorio de Velocidad de Gases del CDT de GAS, empleando un patrón tipo anemómetro térmico. Las curvas de calibración obtenidas para el DT, se observan en la Figura 2,

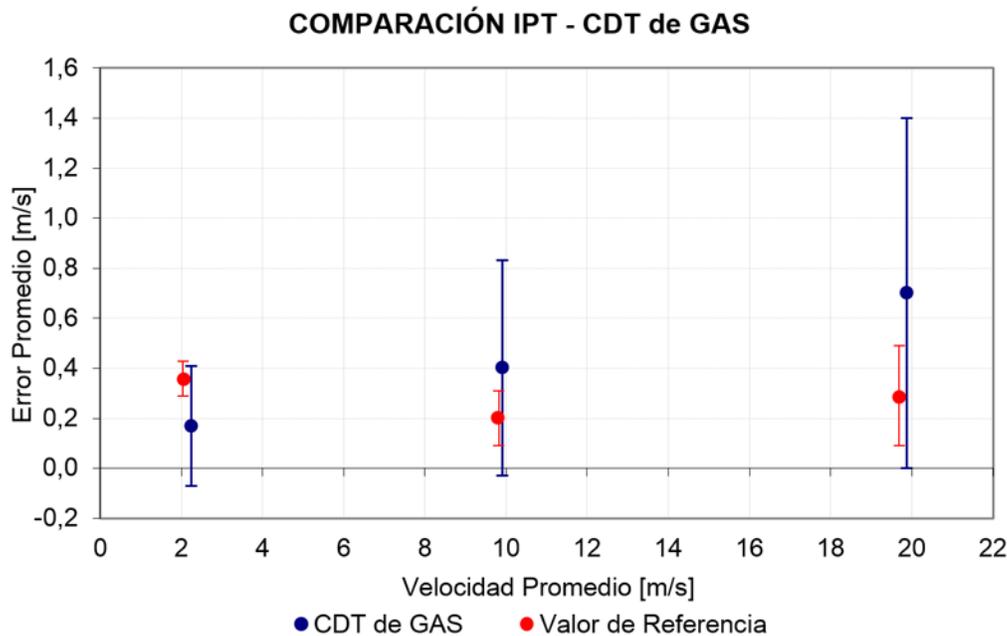
siendo los puntos en rojo los reportados por IPT en el Certificado de Calibración 140 077-101, tomados como valores de referencia, y los puntos en azul los reportados por el CDT de GAS en el Certificado de Calibración INFC-14-OTM-091-2317. La Tabla 4 muestra los resultados de  $E_n$ , todos menores a uno (1), mediante lo cual se puede afirmar que la comparación fue exitosa y que sus mediciones son comparables, según los criterios de evaluación de resultados mencionados anteriormente.

### 4. CONCLUSIONES

Se confirmó la comparabilidad entre las mediciones del CDT de GAS y del IPT, con valores de  $E_n$  menores a uno (1) para los tres puntos de velocidad evaluados, validando la incertidumbre expandida asociada a cada resultado. Esto proporciona evidencia objetiva de que la incertidumbre estimada es consistente con la definición de incertidumbre expandida dada por la GUM, y que el laboratorio tiene un desempeño aceptable y por lo tanto, es competente.

2,0 m/s	Laboratorio	Error $X_i$	U Expandida $U_{X_i}$ ( $k=2,0$ )	$D$	$U(D)$	$ E_n $	Desempeño
		m/s	m/s	m/s	m/s		
	Valor de Referencia	0,36	0,07	-0,19	0,25	0,76	Satisfactorio
	CDT de GAS	0,17	0,24				
10,0 m/s	Laboratorio	Error $X_i$	U Expandida $U_{X_i}$ ( $k=2,0$ )	$D$	$U(D)$	$ E_n $	Desempeño
		m/s	m/s	m/s	m/s		
	Valor de Referencia	0,2	0,11	0,202	0,44	0,46	Satisfactorio
	CDT de GAS	0,4	0,43				
20,0 m/s	Laboratorio	Error $X_i$	U Expandida $U_{X_i}$ ( $k=2,0$ )	$D$	$U(D)$	$ E_n $	Desempeño
		m/s	m/s	m/s	m/s		
	Valor de Referencia	0,29	0,2	0,411	0,73	0,56	Satisfactorio
	CDT de GAS	0,7	0,7				

**Tabla 4.** Resultados de la Comparación



*Figura 2. Resultados de calibración obtenidos*

Los grados de equivalencia obtenidos entre ambos laboratorios para este ejercicio de comparación son excelentes, considerando que en la reproducción de la magnitud Velocidad de gases, ambos laboratorios poseen diferencias marcadas, tales como infraestructura desarrollada, experiencia, medidores patrón con diferente principio de medición, trazabilidad de la magnitud principal y las de influencia, y diferentes procedimientos acreditados por entes diferentes, entre otros [12]. De esta forma, se asegura la estrategia de trazabilidad al SI de los resultados obtenidos en las calibraciones en velocidad de gases por parte del CDT de GAS, un avance importante para el país, considerando que el CMF del CDT de GAS es actualmente el único acreditado en Colombia para brindar trazabilidad a las mediciones de velocidad de gases.

## 5. REFERENCIAS

- [1] Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación. NTC-ISO/IEC 17025 - Requisitos Generales para la Competencia de los Laboratorios de Ensayo y Calibración; 2005.
- [2] Ruiz J, García LE, Abril H. Comparaciones Interlaboratorios en Medición de Alto Volumen y Flujo de Gas Importancia, Aspectos Prácticos y Perspectivas

para el Contexto Latinoamericano. *Met&Flu Ciencia - Tecnología - Innovación* 2011; 2: 60-69.

[3] Organismo Nacional de Acreditación de Colombia. Política para la participación en Ensayos de Aptitud/ Comparaciones Interlaboratorios. CE-A-04 v.2; 2012.

[4] Instituto Nacional de Metrologia, *Qualidade e Tecnologia*. CT-13: *Vazão*. Disponible en: <http://www.inmetro.gov.br/credenciamento/CT13.asp#null>. Accedido abril 24, 2015.

[5] Anderson J Jr. *Fundamentals of Aerodynamics* (2 ed.), McGraw-Hill, Inc.; 1991: 170-174.

[6] Subcommittee D22.03 on Ambient Atmospheres and Source Emissions. ASTM D3796-09 - Standard Practice for Calibration of Type S Pitot Tubes. ASTM International; 2004.

[7] Picard A, Davis RS, Gläser M, Fujii K. Revised formula for the density of moist air (CIPM-2007). *Metrologia* 2008; 45: 149-155.

[8] NMI-Van Swinden Laboratorium. *Euromet Key Comparison for Airspeed Measurements (Draft B)*. European Association of National Metrology Institutes; 2008.

[9] Joint Committee for Guides in Metrology. JCGM 100:2008 *Evaluation of measurement data - Guide to the expression of uncertainty in measurement*. Bureau International des Poids et Mesures; 2008.

[10] ISO/CASCO Committee on conformity assessment. ISO/IEC 17043:2010 *Conformity assessment -- General requirements for proficiency testing*. International Organization for Standardization; 2010.

[11] ISO/TC 69/SC 6 *Measurement methods and results*. ISO 13528:2005 - *Statistical methods for use in proficiency testing by interlaboratory comparisons*. International Organization for Standardization; 2005.

[12] García LE, Abril H. Comparabilidad Internacional de las Mediciones Colombianas en Alto Flujo de Gas. *Met&Flu Ciencia - Tecnología - Innovación* 2011; 5: 40-49.

# AUTOMATIZACIÓN DE PROCESOS DE CALIBRACIÓN Y CONTROL DE VELOCIDAD A TRAVÉS DEL SISTEMA EMBEBIDO BEAGLEBONE BLACK

Cynthia Katherine Vega Pérez \*1, Oscar Yazit Salah García 1

1 Grupo de investigación en Fluidos y Energía GIFE. Corporación Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas. Parque Tecnológico UIS Guatiguará, km 2 vía El Refugio. Piedecuesta. Santander. Colombia.

**Resumen:** El laboratorio de velocidad de gases de la corporación CDT de Gas requiere que sus procesos de calibración se realicen de forma autónoma, con el fin de aumentar su eficiencia, minimizar costos y garantizar el cumplimiento de los requerimientos exigidos por el banco, por ello se diseñó e implementó una plataforma automatizada para el proceso de calibración usando el sistema embebido BeagleBone Black y un módulo de control PI (Proporcional-Integral) para el control de velocidad del aire. Como complemento, se implementó una interfaz de usuario diseñada en Qt Creator que permite al metrologo ingresar los parámetros de calibración, conocer las tendencias del proceso y obtener un registro de los valores de velocidad del instrumento patrón y el instrumento bajo calibración.

**Palabras clave:** Controlador PI, BeagleBone Black, Interfaz de Usuario, Calibración.

**Abstract:** The wind speed laboratory of Corporación CDT de Gas requires that calibration processes are carried out autonomously, in order to increase its efficiency, minimize costs and ensure compliance with the demanded by the calibration bench; therefore is designed and implemented an automated calibration process platform using the Beaglebone Black embedded system and a PI (Proportional-Integral) control module for controlling air speed. In addition, a user interface designed in Qt Creator, which allowed the metrologist to enter calibration parameters, know the trends of the process and obtain a record of the values of speed of the instrument under calibration and the pattern was implemented.

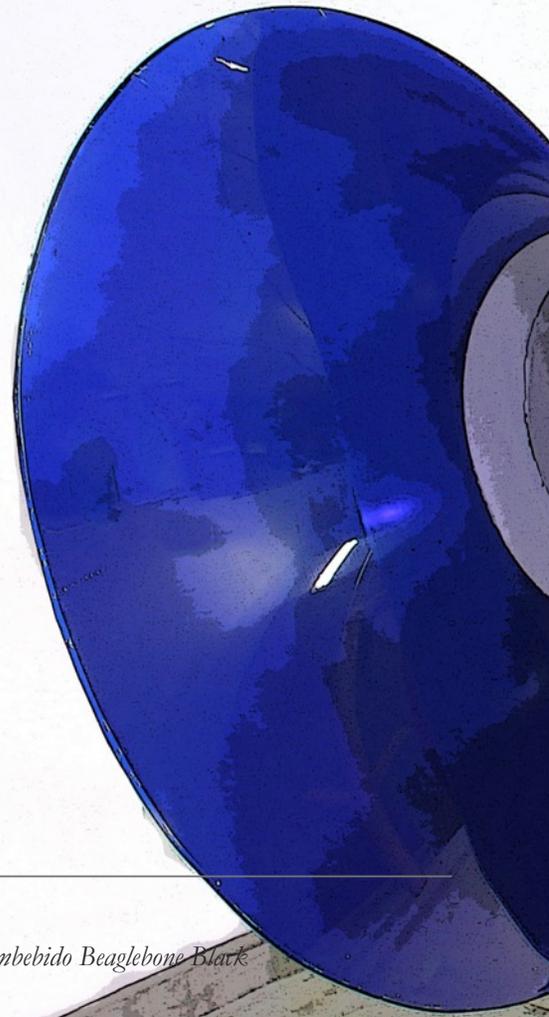
**Keywords:** PI Controller, Beaglebone Black, User interface, Qt Creator, Calibration

## 1. INTRODUCCION

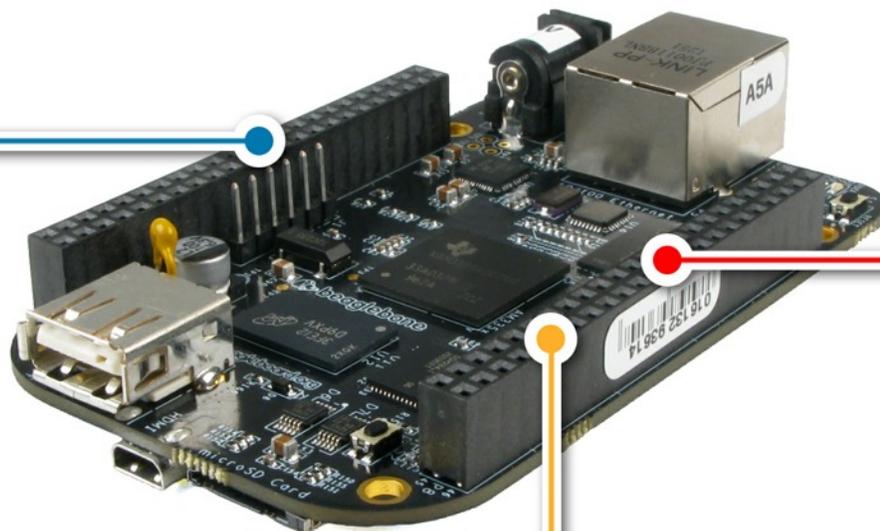
La Corporación CDT de Gas en sus laboratorios realiza determinados procesos de calibración, en los cuales el metrologo registra de manera manual los datos obtenidos en una plantilla de cálculo, para estimar su incertidumbre asociada. Debido a la importancia de obtener resultados con alta confiabilidad metrológica y garantizar la calidad de estos procesos, se plantea el uso de un sistema embebido, con el fin de automatizar dichos procesos y de diseñar e implementar un sistema de control de velocidad del aire.

Dentro del marco de acreditación del laboratorio de velocidad de gases (WSL20, Wind Speed Laboratory), se buscaba que el proceso de calibración fuera automatizado, con el fin de disminuir posibles errores del

\* [cvega@cdtdegas.com](mailto:cvega@cdtdegas.com)

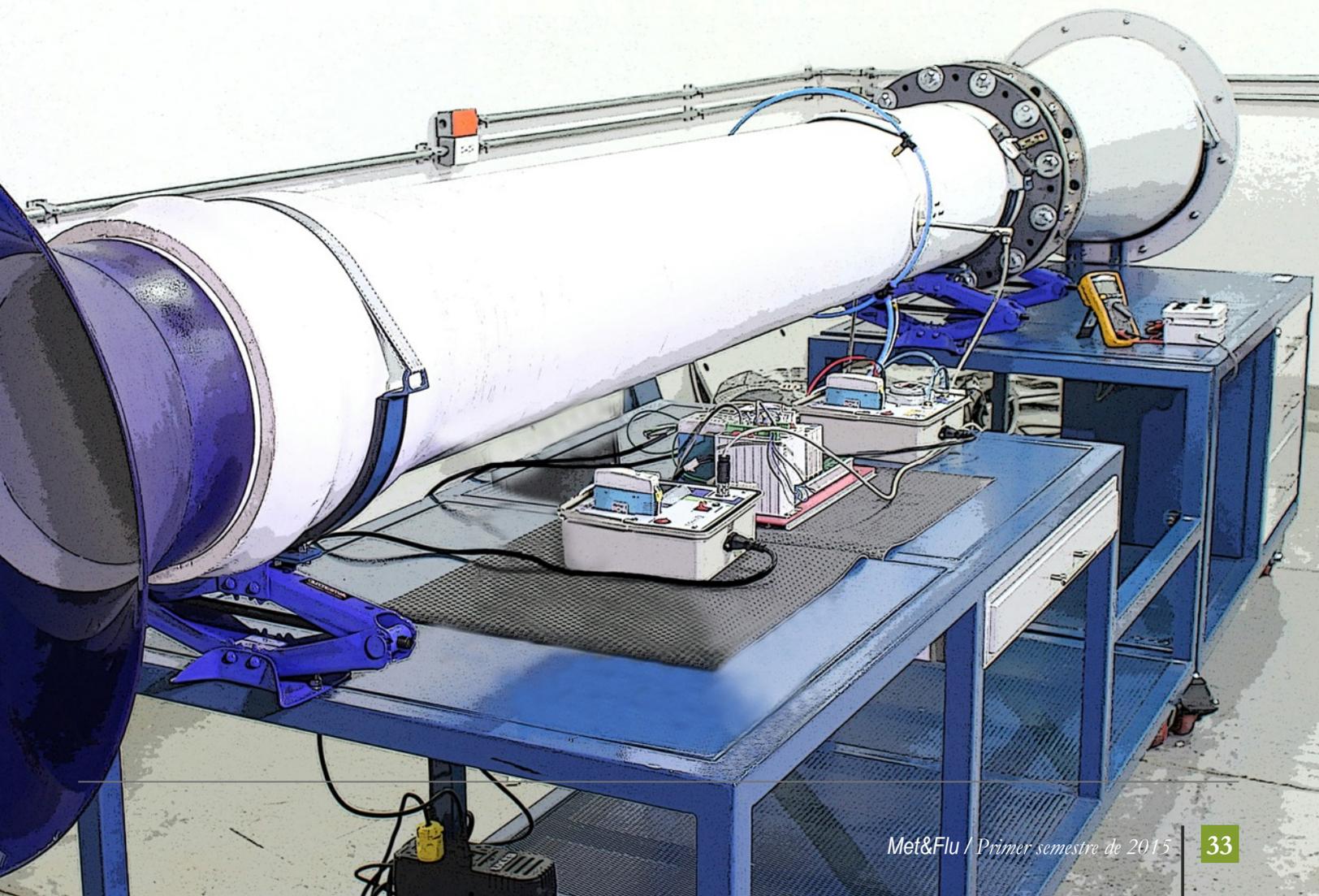


C4



C2

C1





**Figura 1.** Metodología desarrollada para la implementación de la plataforma automatizada para el proceso de calibración.

metrólogo, mejorando así el tiempo de calibración y de generación de resultados y las condiciones de repetibilidad. Por lo tanto, la etapa de desarrollo consistió en la selección del dispositivo electrónico, planteamiento de los circuitos de adquisición de datos y su integración en una *daughterboard*. El dispositivo electrónico fue el encargado del procesamiento de las variables y de la interfaz hombre máquina (HMI).

## 2. METODOLOGIA

En la Figura 1 se plantea la metodología implementada, con el fin de abordar todos los parámetros fundamentales dentro del proceso de selección

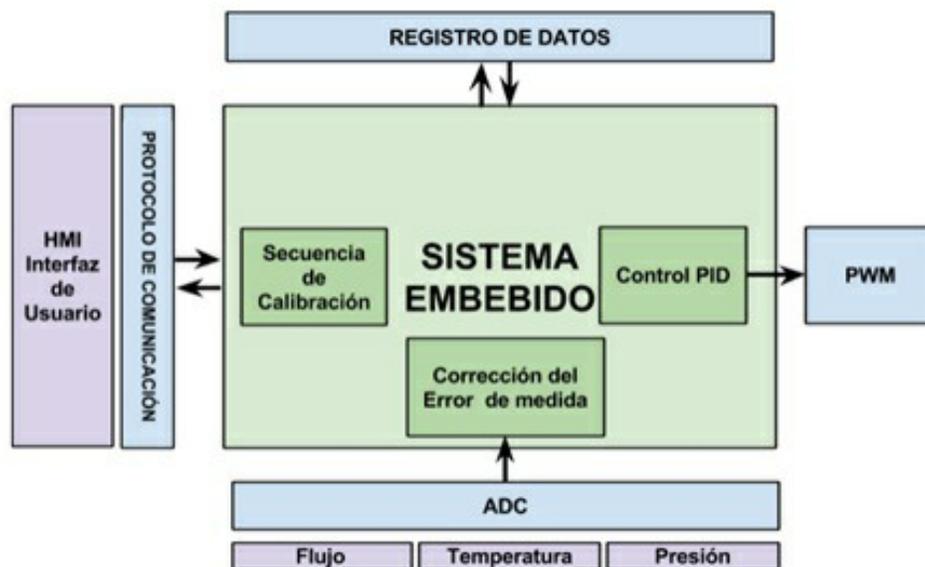
### Requerimientos

El sistema embebido seleccionado debe cumplir con una serie de requerimientos propios del control, adquisición y registro de datos. Las actividades

fundamentales fueron distribuidas en módulos (Ver Figura 2), las cuales se describen a continuación:

- Interfaz de usuario: permite el ingreso, por parte del metrólogo, de los datos requeridos en el proceso de calibración de medidores de velocidad.
- Adquisición de datos: Tiene el propósito de realizar el muestreo de dos señales analógicas de corriente provenientes del MM (Master Meter) y MUT (Meter Under Test), una señal analógica de tensión proveniente de un barómetro y el valor de resistencia de un detector de temperatura de resistencia (RTD) PT100.
- Señal PWM: señal de control del sistema de generación de flujo.
- Sistema Embebido (Módulo central): Sistema donde se realiza la programación de las funciones que se efectúan durante el proceso de calibración.

Además los requerimientos evaluados para la selección del dispositivo fueron:



**Figura 2.** Módulos de control y adquisición de datos

PARAMETROS	SISTEMAS EMBEBIDOS		
	Beagle Bone Black	Beagle Board -xM	Raspberry Pi
<b>Procesador</b>	AM3358 ARM Cortex-A8	DM3730 ARM Cortex-A8	ARM1176JZF-S (armv6k)
<b>Velocidad del procesador</b>	1 GHz	1 GHz	700 MHz
<b>Puertos análogos</b>	7	0	0
<b>Puertos digitales</b>	65 (3,3 V)	53 (1,8 V)	8
<b>Memoria</b>	512 MB DDR3 (x16 a 800 MHz), 4 GB almacenamiento a bordo utilizando eMMC, ranura para tarjetas microSD	512MB LPDDR (333 MHz x 32), ranura para tarjetas microSD	512 MiB (modelo B)
<b>USB</b>	HS USB 2.0 Client Port, LS/FS/HS USB 2.0 Host Port	4 Port LS/FS/HS USB Hub, HS USB 2.0 OTG Port	1 puerto USB 2.0 2(via Hub USB integrado)
<b>Video</b>	microHDMI, cape add-ons	DVI-D (via connectors)	HDMI Conector RCA , HDMI (rev1.3 y 1.4), interfaz DSI para panel LCD
<b>Audio</b>	microHDMI, cape add-ons	3.5 mm stereo jack	Conector de 3.5 mm, HDMI
<b>Precio [USD]</b>	49	149	35

\* V=volt, DDR3= Double Data Rate type three, LPDDR= Low Power Double Data Rate memory, MiB= mebibyte, LS/FS/HS = Low Speed/ Full Speed / High Speed.

**Tabla 1.** Comparación de los sistemas embebidos preseleccionados

- ❖ Posibilidad de usar un sistema operativo (Linux, Android).
- ❖ Posibilidad de conexión de una pantalla para la visualización de la plataforma de calibración.
- ❖ Salida de PWM (señal de control).
- ❖ Entradas analógicas con ADC.
- ❖ Puerto Ethernet
- ❖ Conexión de teclado y mouse.

### Sistemas preseleccionados

Dado que un sistema embebido consiste en un sistema de computación cuyo hardware y software están específicamente diseñados y optimizados para resolver un problema concreto [1]. Se preseleccionaron los sistemas BeagleBone Black, BeagleBoard-xM y Raspberry Pi, con el fin de

seleccionar el sistema que cumpliera con la mayor cantidad de características y especificaciones técnicas necesarias. En la Tabla 1 [2,3] se observa la comparación de los parámetros de cada tarjeta, con el fin de determinar cuál cumple con los requerimientos planteados.

El procesador es un factor importante para determinar la velocidad de funcionamiento del sistema. Dada las especificaciones requeridas se evaluó la capacidad del procesador, dentro del cual la BeagleBone Black y la Raspberry Pi poseen procesadores de 1 GHz y 700 MHz respectivamente. Por lo tanto, se puede evidenciar que el procesador de la BeagleBone Black es más rápido. Por otra parte, una de las carencias de la tarjeta Raspberry Pi y de la BeagleBoard-xM es, sin

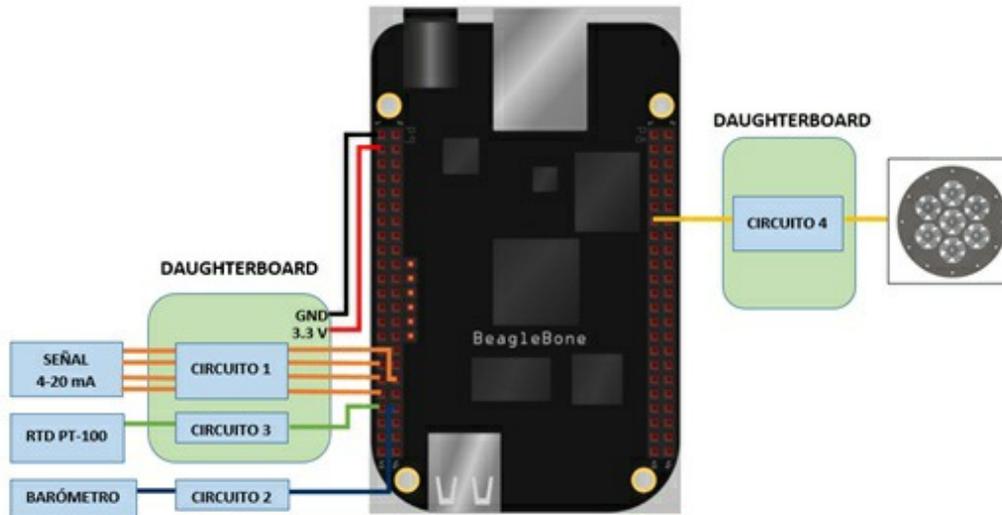


Figura 3. Conexiones de los periféricos externos a la BeagleBone black

duda, la falta de una entrada analógica. Debido a que el proceso de control está compuesto por 4 señales analógicas, la BeagleBone Black permite cumplir con esta característica, ya que posee 7 puertos analógicos y no necesita adquirir un conversor analógico-digital[3].

Teniendo en cuenta el análisis anterior y el costo de las tarjetas, se decidió escoger la BeagleBone Black para realizar el control de velocidad del aire, la interfaz de usuario, adquisición y registro de datos.

### Módulo de Adquisición de Datos

En la Figura 3 se presenta el módulo de adquisición de datos, representado en un diagrama de bloques con las conexiones de la BeagleBone Black hacia los dispositivos electrónicos externos. El conjunto de las variables de entrada está conformado por: el instrumento patrón (tubo Pitot), dispositivos con salida de 4-20 mA, un barómetro y una RTD (resistance temperature detector) PT-100 y el conjunto de circuitos electrónicos para la adecuación de las señales de entrada, conformado por: el *circuito 1*, el cual, convierte una señal de corriente de 4 a 20 mA en una señal de tensión de 0 a 1.8 V; el *circuito 2*, se diseña con la finalidad de amplificar la señal de

salida del barómetro (mV) a un valor de tensión entre 0 a 1.8 V; el *circuito 3* convierte la salida de la RTD en una señal de tensión de 0 a 1.8 V (esta conversión de la señal de entrada es necesaria para usar toda la ventana de entrada del convertidor analógico digital de la Beaglebone Black) y el *circuito 4* se diseñó con el fin de generar una tensión entre 0 V y 5 V a partir de una señal PWM (pulse-width modulation), requerida para el control de los ventiladores.

### CONTROL DE VELOCIDAD

#### Diagrama de bloques del sistema de control

Para el control de velocidad se plantea un diagrama de bloques, el cual permite caracterizar las relaciones funcionales entre los diversos componentes de un sistema de control, por medio de una representación gráfica. [4].

En la Figura 4, se ilustra el diagrama de bloques del sistema de control implementado, el cual posee una configuración básica de un sistema de control realimentado, con una sola entrada y una sola salida.

### Algoritmo de Control

El algoritmo implementado para el control de velocidad, es el propuesto por el OPTOTUTORIAL: SNAP PAC PID de Opto 22 [5], el cual, está compuesto por las siguientes tres ecuaciones:

- El cálculo del error del sistema: definido como la resta de la variable del proceso (PV) y el set point, el cual es el valor de velocidad ingresado por el usuario a través de la interfaz gráfica. (Ver Ecuación 1)

$$Term_p = Error = PV - setpoint \quad (1)$$

- El término integral (Term\_I) del controlador es calculado a partir de la ecuación (2). Esta ecuación relaciona el tiempo de barrido (Scan\_rate), la constante integral (Tune\_I), el error y el anterior término integral calculado (LastIntegral).

$$Term_I = Tune_I * Scan_rate * (LastIntegral + Error) \quad (2)$$

- La salida (Output) del controlador es definida como:

$$Output = span * Gain * (Term_p + Term_I) \quad (3)$$

### Modelo Matemático de Medidores de Velocidad de Gases

Se implementó un modelo matemático para el cálculo de velocidad del aire dentro del túnel, tomando como referencia un patrón de transferencia tipo Pitot.

El tubo Pitot se conectó a un transmisor diferencial de presión, el cual tiene un rango de salida de 4 mA a 20 mA, la relación entre la corriente de salida del transmisor y la velocidad medida [6], se expresa por medio de las siguientes ecuaciones:

$$\Delta P [Pa] = \frac{\Delta P_{max}}{16_{mA}} * (I_{\Delta P} - 4_{mA}) \quad (4)$$

$$V_{MM-f} [m/s] = C_p * \sqrt{\frac{\Delta P_{max} * (I_{\Delta P} - 4_{[mA]})}{8_{[mA]} * \rho_f}} \quad (5)$$

En primer lugar se realizó la conversión de corriente del transmisor a unidades de presión y posteriormente se calculó la velocidad.

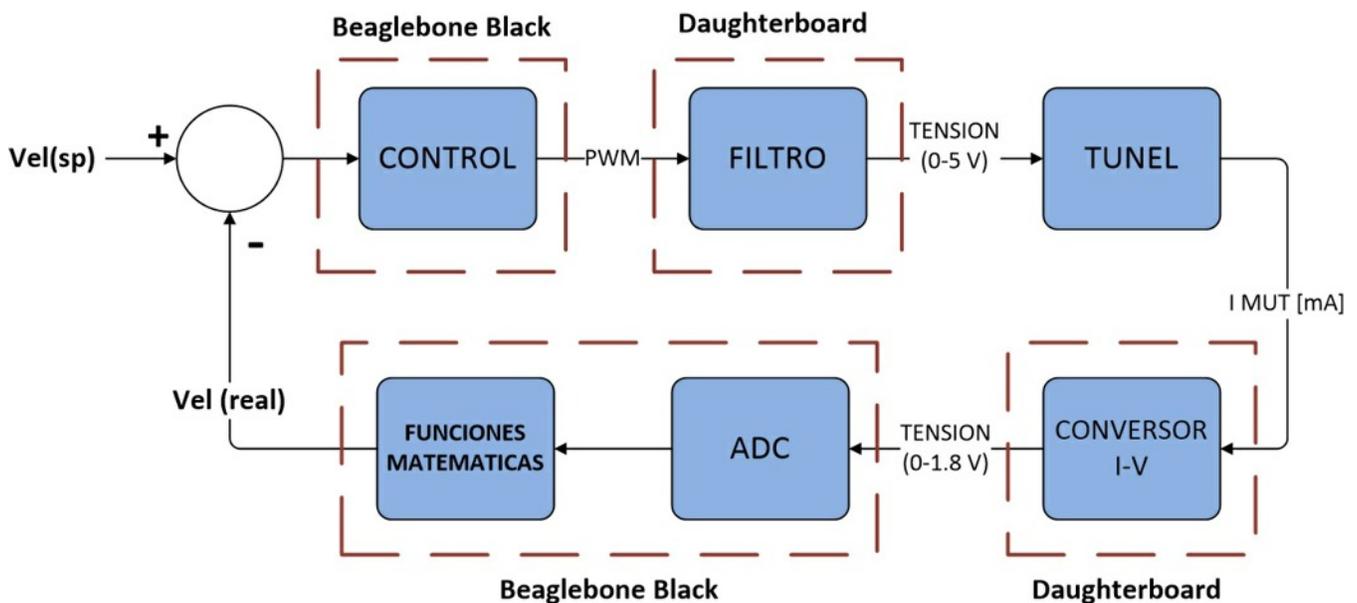


Figura 4. Diagrama de bloques del sistema de control

### 3. RESULTADOS

Debido a que una parte fundamental dentro del proceso de selección y diseño del sistema de control es la correcta sintonización del controlador, es decir, de la selección adecuada de sus parámetros. Es necesario identificar la dinámica del proceso que se va a controlar, por lo tanto, se requiere que el proceso sea excitado y que tanto la entrada aplicada así como la respuesta del proceso, sean registradas [7]; La técnica de identificación experimental escogida se basa en la curva de reacción del proceso (respuesta al escalón).

Con el propósito de analizar la dinámica de la planta, se diseñó una prueba experimental que consistió en el ingreso de diferentes valores para las constantes proporcional e integral del controlador. Con el fin de ajustar los parámetros de diseño requeridos, se realizó una prueba para velocidades de 5, 10, 15 y 20 m/s, en cada punto de velocidad se tomaron los datos de la señal de 4-20 mA del MUT (respuesta del proceso) y de la señal de tensión de entrada a los ventiladores (entrada aplicada).

A continuación se presenta los resultados obtenidos en donde se especifica el valor máximo, valor mínimo y el error respecto al valor máximo y mínimo, para cada conjunto de constantes propuesto (Ver Tabla 2 – Tabla 5).

A partir de esta información, se puede identificar que las combinaciones que presentan una desviación no mayor de  $\pm 5\%$  del valor del set point, fueron: proporcional=0.49 e integral= 0.706.

### 4. DISCUSION

El propósito principal de este proyecto, es que la corporación CDT de Gas incursionara en la implementación de sistemas embebidos para el desarrollo de software. Durante el proceso se pudo identificar un aspecto por mejorar, el cual consiste en

la etapa de adquisición de datos. Esta dificultad se presenta debido a las características del ADC incorporado en la BeagleBone que son: cantidad máxima de la salida en dígitos binarios de 12 bits y un valor máximo de entrada de información de 1.8 V, por lo tanto maneja una resolución de 0.44 mV que equivale a una resolución en corriente de 0.0039 mA, la cual es alta para este tipo de procesos donde se requiere que las mediciones exactas.

### 5. CONCLUSIONES

- La tarjeta BEAGLEBONE BLACK fue el sistema embebido seleccionado para el control digital de velocidad del aire, debido a que su arquitectura facilita el desarrollo de aplicaciones de control e interfaz persona – máquina, gracias a la potencia de los periféricos que maneja, como la tarjeta interna de vídeo; la extensa memoria RAM, la gran velocidad de procesamiento de 1GHz y adaptación a los sistemas operativos como Ubuntu y Android basados en Linux. Es importante recalcar que el uso de esta tarjeta no se limita a este tipo de aplicaciones; puede ser implementada en aplicaciones industriales y médicas, debido a sus capacidades.
- Con la implementación del sistema embebido, la Corporación CDT de Gas incursiono en la utilización de nuevas tecnologías para el desarrollo de software que permitió la automatización del proceso de calibración en el laboratorio de velocidad de gases.
- El controlador PI (proporcional-integral) implementado, presentó un buen desempeño en todo el rango de operación del túnel de viento, principalmente en altas velocidades ya que el Tubo Pitot presenta dificultades para medir a bajas velocidades de aire, pero los resultados obtenidos cumplen con los requerimientos normativos.

	Constantes proporcional (P) e integral (I)		
	P=0,49 I=0,706	P=0,5 I=0,7	P=0,5 I=0,706
Velocidad max. (m/s)	5,12746	5,0824	5,10672
Velocidad min. (m/s)	4,83388	4,63289	4,73525
Diferencia max. (m/s)	0,12746	0,0824	0,10672
Diferencia min. (m/s)	0,26612	0,36711	0,26475
Error max. (%)	2,5492	1,648	2,1344
Error min. (%)	3,3224	7,3422	5,295

Tabla 2. Análisis de resultados (Velocidad = 5 m/s)

	Constantes proporcional (P) e integral (I)		
	P=0,49 I=0,706	P=0,5 I=0,7	P=0,5 I=0,706
Velocidad max. (m/s)	10,2085	10,1346	10,247
Velocidad min. (m/s)	9,82544	9,49553	9,79357
Diferencia max. (m/s)	0,2085	0,1346	0,247
Diferencia min. (m/s)	0,17456	0,50447	0,20643
Error max. (%)	2,085	1,346	2,47
Error min. (%)	1,7456	5,0447	2,0643

Tabla 3. Análisis de resultados (Velocidad = 10 m/s)

	Constantes proporcional (P) e integral (I)		
	P=0,49 I=0,706	P=0,5 I=0,7	P=0,5 I=0,706
Velocidad max. (m/s)	15,2416	15,1449	15,3467
Velocidad min. (m/s)	14,6913	14,5788	14,4543
Diferencia max. (m/s)	0,2416	0,1449	0,3467
Diferencia min. (m/s)	0,3087	0,4212	0,5457
Error max. (%)	1,6106667	0,966	2,31133333
Error min. (%)	2,058	2,808	3,638

Tabla 4. Análisis de resultados (Velocidad = 15 m/s)

	Constantes proporcional (P) e integral (I)		
	P=0,49 I=0,706	P=0,5 I=0,7	P=0,5 I=0,706
Velocidad max. (m/s)	20,0683	19,7992	20,0725
Velocidad min. (m/s)	19,2417	18,8469	18,8426
Diferencia max. (m/s)	0,0683	0,2008	-0,0725
Diferencia min. (m/s)	0,7583	1,1531	1,1574
Error max. (%)	0,3415	1,004	-0,3625
Error min. (%)	3,7915	5,7655	5,787

Tabla 5. Análisis de resultados (Velocidad = 20 m/s)

## 6. REFERENCIAS

- [1] Fundación OPTI y Fundación ASCAMM. *Tendencias y aplicaciones de los Estudio de Prospectiva Sistemas Embebidos en España; 2009.*
- [2] BeagleBoard. *Product Comparison Table.* Disponible en: <http://beagleboard.org/boards>. Accedido Julio 11,2014.
- [3] Leonards M. *Raspberry Pi vs BeagleBone Black.* Disponible en: <http://makezine.com/magazine/how-to-choose-the-right-platform-raspberry-pi-or-beaglebone-black/>. Accedido Julio 11,2014.
- [4] Cortés M, Garibay R. *DIAGRAMA A BLOQUES DE SISTEMAS DE CONTROL.* Disponible en: <http://www.biblioteca.upibi.ipn.mx/Archivos/Material%20Didactico/Apuntes%20para%20la%20asignatura%20de%20instrumentaci%C3%B3n%20y%20control/cap3.pdf>. Accedido Diciembre 7,2014.
- [5] OPTO 22. *OPTOTUTORIAL: SNAP PAC PID; 2012*
- [6] Corporación CDT de Gas. *Anexo 01 – Error de Medición de Incertidumbre del Túnel de Viento I-053; 2014.*
- [7] Universidad del Cauca. *Practica 3 – Control Regulatorio PID Serie; 2010.*
- [8] Vega C. *Práctica empresarial Corporación Centro de Desarrollo Tecnológico de Gas. Tesis de Pregrado. Universidad Pontificia Bolivariana, Colombia; 2015*

# TECNOLOGIA PARA RECUPERACION DE CALOR RESIDUAL EN ESTACIONES COMPRESORAS DE GAS NATURAL: CICLO RANKINE ORGANICO

*Víctor José Manrique Moreno*

*Grupo de investigación en Fluidos y Energía GIFE. Corporación Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas. Parque Tecnológico UIS Guatiguará, km 2 vía El Refugio. Piedecuesta. Santander. Colombia.*

**Resumen:** Las estaciones compresoras son una parte fundamental de la infraestructura de transporte de gas natural. Si bien existen diversas tecnologías de compresión, en general, las estaciones utilizan turbinas o motores de combustión interna como fuerza motriz. Debido a que los motores de las estaciones compresoras son relativamente grandes (potencias entre los 1000-6000HP) y además tienen eficiencias relativamente bajas (<38%). Como resultado, desperdician grandes cantidades de energía en forma de gases calientes que son arrojados a la atmósfera. Un motor de 3500 HP de potencia, por ejemplo, en ocho horas de operación a 100% de capacidad, habrá arrojado a la atmósfera hasta 20 MWh de energía térmica de media temperatura (~450°C).

En este artículo se presenta la tecnología de Ciclo Rankine Orgánico (ORC) como una alternativa disponible y probada para la recuperación de energía térmica residual, aplicable a estaciones compresoras de gas natural. Si bien es cierto que existen barreras operativas, financieras y regulatorias, ante la creciente necesidad de aumentar la eficiencia energética y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, la recuperación de energía puede ser una alternativa relevante para el sector gas colombiano.

**Palabras clave:** *Motor de combustión interna, Recuperación de calor energía, Ciclo Rankine Orgánico, Estación compresora de gas natural, Gasoducto, Eficiencia Energética*

**Abstract:** Gas compression stations play an important role in the gas transmission infrastructure. There are several compression technologies, but all of them are based on turbines, or on internal combustion engines as prime driver. Engines and turbines release to the atmosphere several amounts of thermal energy (as "waste heat") because they are relatively big (power between 1000 to 6000 horsepower), and they have relatively poor efficiencies (lower than 38%). As result, a 3500HP engine, will release until 20 MWh of medium-temperature (~450°C) thermal energy, after 8 hours running with rating of 100%. This paper presents the Organic Rankine Cycle (ORC) as a proven and available technology for waste heat recovery in gas compression stations. Despite of there are operational, financial and regulatory barriers, there are a growing pressure for increasing energy efficiency, and reducing greenhouse gas emissions, and of course, reducing cost. For that objective, organic Rankine cycle may be a solution for the Colombian natural gas industry

Energía del combustible  
100%





## INTRODUCCIÓN.

Las Estaciones Compresoras de Gas - ECG son una de las facilidades más importantes en toda red de transporte de gas natural por gasoductos, pues permiten aumentar la presión del gas para transportarlo a través de largas distancias. Si bien existen diferentes tecnologías de compresión, una de las más utilizadas en Colombia, y en todo el mundo, son los compresores reciprocantes, impulsados por Motores de Combustión Interna - MCI (Ver Fig. 1). Los MCI de las ECG utilizan gas natural como combustible. [1]

Los gasoductos en Colombia tienen capacidades de transporte de hasta 260 millones de pies cúbicos por día (MPCD). Por esta razón, las estaciones compresoras requieren unidades de compresión relativamente grandes (entre 1000 - 5000 HP), en estaciones de hasta 17000 HP. Dado que los MCI son una tecnología inherentemente ineficiente (<38%), diariamente se generan pérdidas de energía térmica equivalentes al 30-40% de la energía utilizada como combustible.

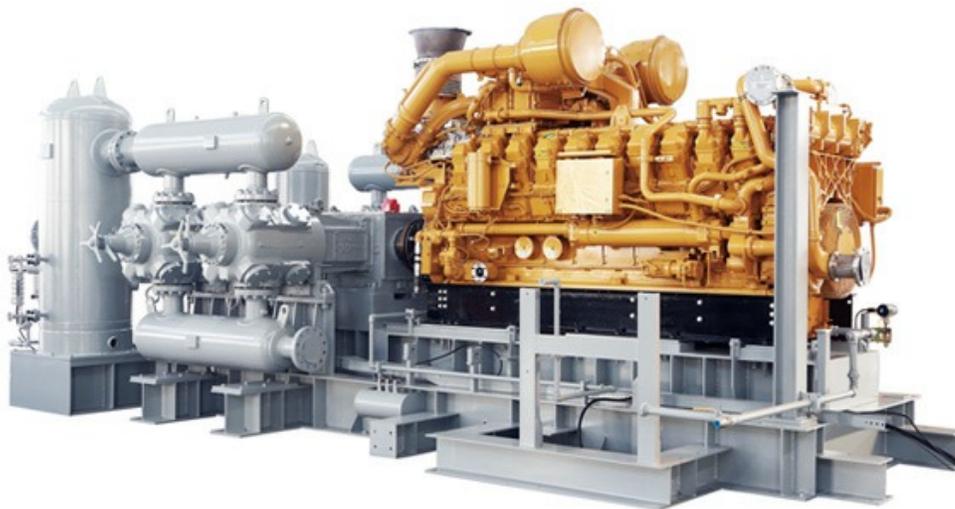
Esta energía residual, en forma de gases de combustión de media temperatura (400-450°C), es una fuente aprovechable que puede ser utilizada para la generación de energía eléctrica. Sin embargo, en el

país esta tecnología no es utilizada y existen algunos retos tecnológicos, regulatorios, y económicos para su implementación. [2]

### *Balance energético de los Motores de Combustión Interna*

Los MCI comúnmente utilizados en estaciones compresoras de gas, son sistemas mecánicos basados en el Ciclo Otto, que aprovechan la energía liberada por la combustión del gas natural (gas combustible) para generar trabajo sobre un eje. Este eje acciona un compresor reciprocante, que permite aumentar la presión del gas que está siendo comprimido.

El MCI trabaja en un ciclo de cuatro tiempos (admisión - compresión - combustión - escape) pero solamente se realiza trabajo sobre el pistón tras la etapa de combustión. Como resultado, solamente una fracción de la energía liberada tras la combustión es efectivamente convertida en trabajo. Adicionalmente, el motor tendrá pérdidas de energía por fricción, y pérdidas por el calor que es necesario retirar a través del sistema de enfriamiento, para evitar su sobrecalentamiento. La Fig. 2 presenta a manera de ejemplo, el balance energético de un motor CAT G3612 de 3550 HP, típicamente utilizado en las estaciones compresoras de gas



**Figura 1.** Unidad Compresora: Motor de combustión Interna y Compresor Reciprocante (Imagen de <http://www.keruigroup.com/>)

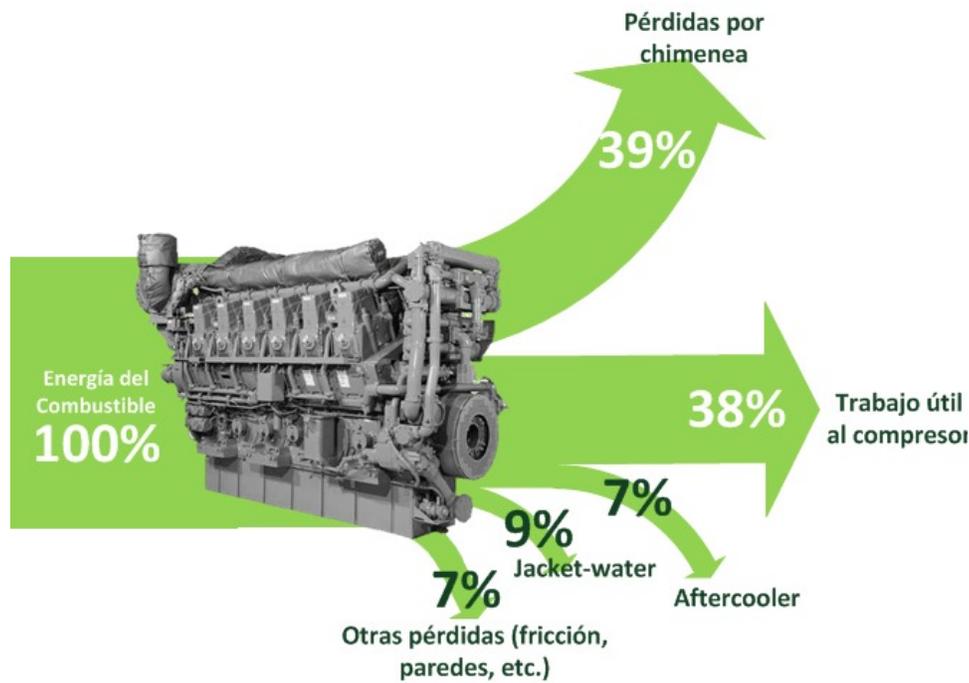


Figura 2. Balance energético de un motor de combustión interna CAT G3612 DM5310-06 de 3550 HP. Fuente: <http://catoilandgas.cat.com>

natural en Colombia. Como se observa en esta Figura, la cantidad de energía perdida con los gases de combustión, ¡es prácticamente equivalente a la energía mecánica entregada al compresor! Este motor libera energía térmica a una tasa de 2,6 MW y en 8 horas de operación continua, habrá liberado hasta 10,6 MWh de energía térmica al ambiente.[3]

**Energía disponible.**

Si bien los MCI liberan una gran cantidad de energía térmica residual, la "disponibilidad" de esta energía para ser aprovechada está relacionada directamente con la temperatura a la cual se liberan los gases de combustión. Así mismo, no es conveniente extraer calor de los gases de combustión hasta reducir su temperatura por debajo del punto de condensación del vapor de agua presente en los propios gases (punto de rocío). Esto causaría efectos no deseados como la corrosión del ducto de escape.

En general, el caudal de gases de combustión y su temperatura varían de acuerdo al régimen de operación y carga del motor. Tomando como

ejemplo un motor CAT G3612 DM5310-06, de 3550HP de potencia, se encuentra que libera un caudal entre 18000-23800 ft<sup>3</sup>/min (509-674 m<sup>3</sup>/min) de gases, a temperaturas entre 460-480°C. La Tabla 1 resume el balance energético del motor a dos condiciones de operación: 75% y 100%

A pesar de que la tasa de liberación de energía residual está entre 2,1 a 2,6 MW, como ya se mencionó, esto no significa que toda esta energía esté disponible para ser recuperada. En realidad la energía disponible está limitada por el propio ciclo termodinámico, pero además por las eficiencias de la tecnología utilizada para el proceso de recuperación de calor. En general, la energía disponible en los gases de combustión puede determinarse mediante la siguiente ecuación:

$$E = m \cdot C_p \cdot (T_1 - T_2)$$

Donde:

- E = Energía (kW)
- m = flujo másico de gases de combustión (kg/s)

	Rating de operación		
	75%	100%	
Potencia útil	1985	2647	kW
Consumo de combustible*	19334	24723	MJ/h
Consumo de Aire	392454	681867	m <sup>3</sup> /h condiciones normales
Caudal de los gases de combustión	1057350	1784607	m <sup>3</sup> /h condiciones normales
Temp. de los gases de combustión	480	459	°C
Pérdida de energía por el exhosto	2132	2664	kW
Pérdida de energía por el Aftercooler	252	468	kW
Pérdida de energía por el radiador	546	639	kW
Otras pérdidas (fricción, convección)	455	449	kW

\*ISO 3046/1

**Tabla 1.** Balance de energía motor CAT G3612 -3550HP [3]

$C_p$ = Calor específico de los gases de combustión (en función de la temperatura) (KJ/kg/K)

$T_1$ = temperatura de salida de los gases de combustión del motor (K)

$T_2$  = temperatura de salida del recuperador de calor (K)

### **Ciclo Rankine Orgánico**

Existen varias tecnologías que permiten recuperar y aprovechar calor residual - de cualquier fuente - para generación eléctrica, de frío, o incluso de trabajo mecánico. Estas tecnologías incluyen generadores termoeléctricos (TEG), Ciclo Rankine Orgánico, motores de seis tiempos, y turbocargadores. A continuación se profundizará en el Ciclo Rankine Orgánico, el cual es una tecnología bien establecida, desarrollada y disponible, que además ofrece una buena relación entre simplicidad, bajo costo de componentes y eficiencia energética.[4]

#### • **El Ciclo Rankine**

Uno de los ciclos termodinámicos más utilizados para generación de electricidad a partir de combustibles, es el ciclo Rankine. Las

plantas termoeléctricas convencionales utilizan carbón, gas natural -u otro combustible disponible- para generar vapor de agua en calderas. Este vapor -sobrecalentado - es expandido luego en una turbina, en donde el trabajo realizado permite mover un generador eléctrico. El vapor a baja presión que sale de la turbina, se condensa, y se bombea para regresar a la Caldera, y así reiniciar el ciclo.

El Ciclo Rankine basado en vapor de agua, requiere operar con vapor sobrecalentado, para evitar que se produzca condensación del vapor durante la etapa de expansión en la turbina, lo cual podría generar problemas operativos y daños mecánicos sobre la misma. Generalmente las temperaturas requeridas son mayores a las disponibles en las corrientes residuales de gases de combustión de motores, por ejemplo.

#### • **Cambiando el fluido de trabajo.**

Una alternativa para operar con ciclo Rankine, a temperaturas más bajas, es cambiar el fluido de trabajo. Así es posible utilizar fluidos

orgánicos (hidrocarburos como pentano, refrigerantes como R134a, R22, R123, R245fa etc.) debido a que su calor de vaporización es menor que el agua, y permiten aprovechar fuentes de menor temperatura. Debido a que utilizan un fluido orgánico, generalmente se le llama Ciclo Rankine Orgánico u ORC (Organic Rankine Cycle).

La selección del fluido de trabajo tiene un rol determinante en la eficiencia del ciclo. Además en su selección se deben considerar aspectos como las condiciones de operación, los costos, el impacto ambiental, entre otros. [5]

• ***Eficiencia energética.***

El objetivo del ORC es maximizar la energía eléctrica que se puede extraer a partir de la energía térmica disponible en los gases de combustión. Así, la eficiencia energética del proceso de recuperación de calor mediante ORC se define como:

$$\eta = \frac{\text{Energía eléctrica obtenida}}{\text{Energía disponible en los gases de combustión}}$$

Esta expresión no solo considera la eficiencia del ciclo termodinámico, sino además las eficiencias de los intercambiadores de calor (evaporador y condensador), de la turbina y del generador eléctrico, así como pérdidas en tuberías, más el consumo energético de la bomba de retorno etc. las cuales limitan la eficiencia real del ciclo.

En general, con los avances en turbomaquinaria, materiales, automatización del proceso, etc. y las investigaciones en fluidos térmicos y su desempeño, es posible obtener eficiencias globales entre 12-22%. Si bien estas eficiencias son relativamente bajas, es necesario considerar que la fuente que aporta el calor requerido para el proceso, prácticamente es

gratis, y si no se recupera, en todo caso se perderá sin aportar ningún valor adicional. [5]

A manera de ejemplo, la siguiente Tabla presenta las cifras para un proyecto de recuperación de calor residual de una turbina en TransGas (Canadá), mediante ORC. Como se observa, la instalación del sistema ORC permitió aumentar en un 25% la eficiencia global de la turbina, obteniendo hasta 865 kW eléctricos adicionales a los 3500kW mecánicos que la turbina entrega al compresor.

***Experiencia en Estados Unidos***

De acuerdo con la Energy Information Administration EIA, el sistema de transporte de gas natural en Estados Unidos está compuesto por una red de más de 482000 km de gasoductos interestatales e intraestatales, más de 1400 estaciones de compresión, 5000 puntos de entrada y 11000 puntos de entrega. En las estaciones compresoras hay aproximadamente 5400 motores de combustión interna de los cuales el 60% tienen potencias entre 1000-3500HP. Por otra parte, existen aproximadamente 1000 turbinas de gas, en 473 estaciones de compresión, con potencias promedio de 6600 HP. [7]

Un reporte de la Interstate Natural Gas Association of America INGAA de 2009 encontró al menos 6 proyectos de recuperación de calor en estaciones compresoras basadas en turbinas. Ante la necesidad de incrementar la eficiencia y reducir las emisiones, se creó una iniciativa voluntaria entre los operadores de gasoductos para ayudar a acelerar el proceso de desarrollo de proyectos de recuperación de calor en estaciones compresoras.

Esta iniciativa estaba dirigida a identificar oportunidades de recuperación de calor mediante ORC, en estaciones de compresión con más de 15000 HP de potencia instalada y al menos 5200 horas de operación al año (60% de ocupación). El

modelo de negocio elegido fue el outsourcing, en donde un tercero se encargaba de la implementación, operación y mantenimiento de la instalación ORC. El operador del ORC establecía acuerdos a largo plazo con empresas locales de distribución de energía eléctrica, y pagaba al operador del gasoducto por la disponibilidad del calor y el uso de la tierra.[8]

En el siguiente año de lanzada la iniciativa, el número de instalaciones ORC se incrementó, con la entrada en operación de unos 9 proyectos más, impulsados además por los incentivos tributarios establecidos en la Energy Improvement and Extension Act de 2008 (EIEA) e incentivos de financiación, a través de la American Recovery and Reinvestment Act de 2009 (ARRA). [9]

### **Potencial en Colombia**

#### **• Sistema de transporte de gas natural por gasoductos**

El sistema de transporte de gas natural de Colombia está compuesto por una red de gasoductos troncales y ramales que permiten llevar el gas natural desde los principales centros de producción (La Guajira y Los Llanos Orientales), hasta las diferentes regiones (costa atlántica e interior del país). [1]

La red actual está conformada por más de 7600 km de gasoductos (entre troncales y ramales) y 17 estaciones compresoras (Ver Fig. 3) con un estimado de 195000 HP de potencia instalada. A la fecha, no se ha encontrado proyectos de recuperación de calor residual basados en ORC en Colombia.

- TGI cuenta con 12 estaciones compresoras (Hato Nuevo, La Jagua del Pilar, Casacará, Curumaní, Noreán, San Alberto, Barrancabermeja, Vasconia, Puente Guillermo, Miraflores, Mariquita, y Padua) con una potencia instalada total de más de 150.000 HP (60 unidades compresoras). Cada ECG cuenta

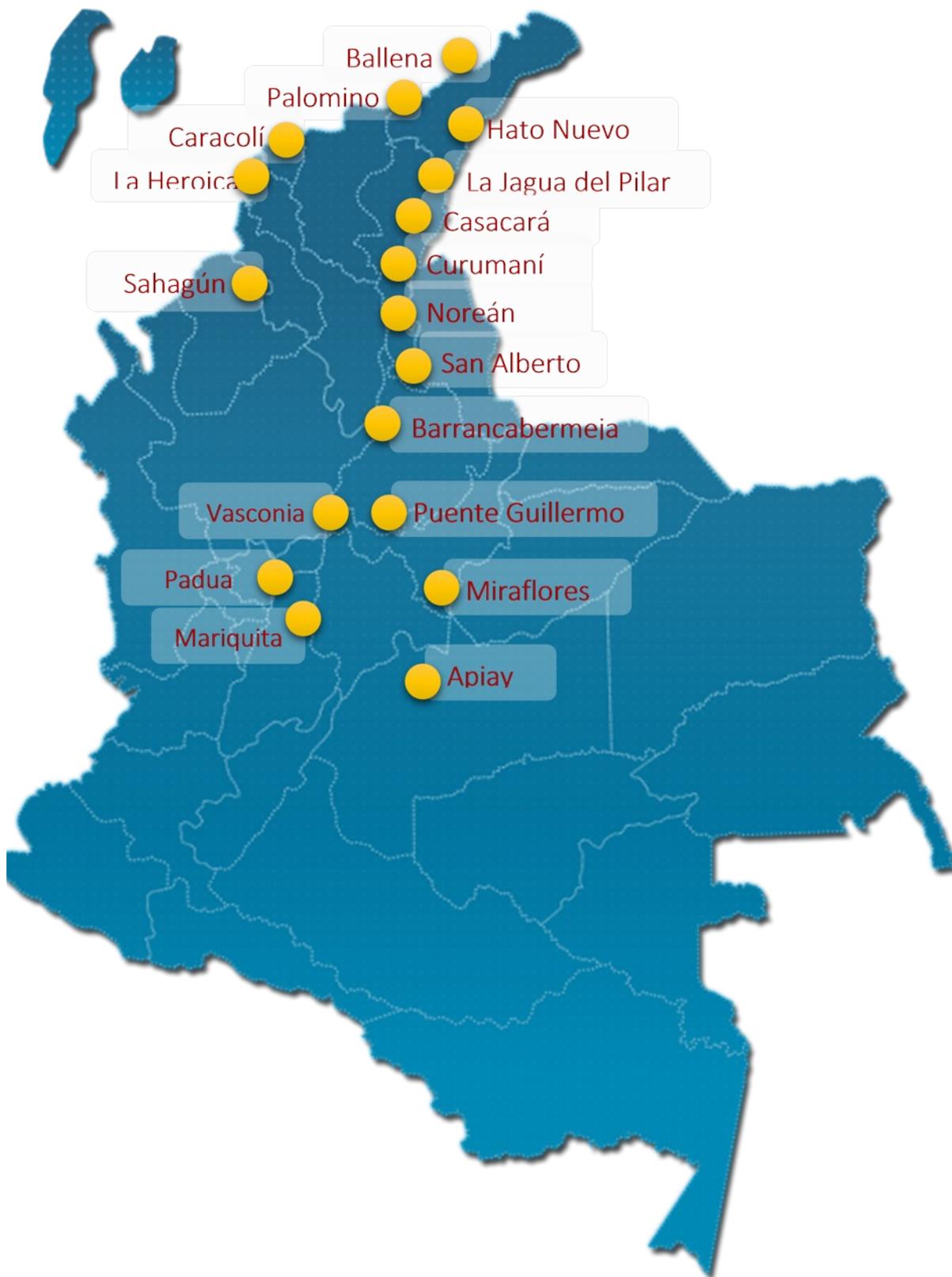
con potencias instaladas entre los 10000 a 17000 HP, con compresores reciprocantes Ariel y Gemini, impulsados por motores CAT y Waukesha. El 60% de los motores tienen una potencia mayor a 2000 HP. Recientemente TGI inauguró la ECG La Sabana, la cual es pionera en Colombia en el uso de tecnología MOPICO. [10]

- PROMIGAS cuenta con 4 estaciones compresoras, con una potencia instalada de unos 40.000 HP. Las estaciones Palomino y Caracolí cuentan con compresores centrífugos impulsados por turbinas, de más de 6000 HP cada una. Las estaciones Cartagena y Sahagún cuentan cada una con dos unidades de compresión recíprocante, con motores CAT de 2200 HP, para una potencia instalada de MCI de 8.800 HP. [11]
- PACIFIC cuenta con una (1) estación compresora en el gasoducto La Creciente. La estación cuenta con unidades de compresión reciprocantes Ariel JGE-4 impulsadas por motores CAT G3516 de 1340 HP cada uno, para una potencia instalada de 4.020 HP.[12]

#### **• Disponibilidad de la potencia instalada de compresión**

Fuente de Energía	Solar Turbines Centaur 40
Potencia nominal	3500 kW (4700HP)
Energía térmica residual disponible	4,5 MW
Planta ORC	Turboden 10 HR
Salida neta eléctrica	865 kW
Eficiencia del ciclo ORC	19%
Incremento de la salida neta de energía	25%
Reducción de emisiones de GEI	25%

**Tabla 2.** Proyecto ORC TransGas - Canadá [6]



*Figura 3. Ubicación de las principales estaciones compresoras*

Solamente una parte de la capacidad de compresión instalada, opera de forma regular a lo largo del año. En 2013, TGI contaba con una capacidad instalada para transportar 730 Millones de pies cúbicos por día (MMPCD), y transportó 454 MMPCD. Esto representa un índice de ocupación de 62% de la capacidad de transporte. En 2014, Promigas contaba con una capacidad instalada para transportar 613 MMPCD, y transportó 367,7 MMPCD, lo cual representa un índice de utilización del 60% de su infraestructura. En promedio, se ocupa el 60% de la capacidad de transporte instalada, lo cual implica que la disponibilidad de calor residual no esté disponible en una base uniforme, estable o continua. [10] [11]

### **Potencial de generación eléctrica.**

En general, se cuenta con una potencia instalada de compresión de aproximadamente 195000 HP, que en promedio, se ocupa a un 60% de su disponibilidad, es decir, unas 5200 horas/año.

Esto implica que en Colombia se utilizan anualmente alrededor 860 millones de HP-h/año de energía mecánica para compresión de gas natural (con un factor de carga promedio de 85%). Como se planteó inicialmente, una cantidad similar de energía térmica se desecha en forma de gases de combustión, por lo cual el potencial teórico se puede estimar en una cantidad similar a la potencia mecánica aprovechada, es decir: 860 millones de HP-h/año (642 GWh/año térmicos).

Considerando una eficiencia neta de Ciclo Rankine Orgánico de 22%, se podría obtener unos 123GWh eléctricos al año. Esta energía eléctrica es equivalente a la que se obtendría con una central generadora de 15 MW operando de forma continua todo el año.

Ahora bien, es necesario considerar que no todas las estaciones compresoras, y no todos los tamaños de motores instalados, son apropiados para

recuperación de energía por Ciclo Rankine Orgánico. Tomando como referencia el criterio de INGAA (estaciones con una capacidad instalada de 15000HP, y una ocupación de más de 5200 horas/año), en Colombia, un número limitado de estaciones cumplirían con este criterio, por ejemplo:

Estación Compresora	Potencia de compresión instalada [HP]	Energía eléctrica teóricamente recuperable por ORC [GW-h/año]	Emisiones de GEI reducibles [tonCO <sub>2</sub> e/año]
Noreán	15545	11,4	2028
Miraflores	17320	12,6	2260
Puente Guillermo	16590	12	2165

**Tabla 3.** Potencial de algunas grandes estaciones compresoras

**NOTA:** Estimado con un rating promedio de 85%, un porcentaje de ocupación del 60% (5200 horas/año) y una eficiencia de ORC del 22%. Emisiones GEI con un factor de emisión de 0,18 tonCO<sub>2</sub>/MWh eléctrico [13]

### **Otras circunstancias a tener en cuenta en Colombia para la implementación de ORC en ECG.**

- Debido a la topología lineal ramificada de la red de transporte de gas natural, las estaciones están distribuidas a lo largo de toda la red. De igual forma, la energía térmica residual disponible está dispersa a lo largo de la red, y del país. Frente a esta circunstancia, se requieren soluciones integradas de pequeña y micro escala que permitan una implementación rápida, y a la medida para pequeñas estaciones compresoras.
- Se presenta una mayor demanda de compresión durante las temporadas de sequía, para suplir los requerimientos de las Plantas Termoeléctricas a gas. Es decir, la operación de las unidades compresoras - y la disponibilidad de energía térmica residual, no

es constante a lo largo del año. Sin embargo, existe complementariedad entre la mayor demanda de gas y la energía eléctrica generada mediante ORC que resulta favorable en escenarios de baja oferta hidroeléctrica.

- Si bien la ley 1715 de 2014 en su artículo 8 "autoriza a los generadores a pequeña y gran escala a entregar sus excedentes a la red de distribución y/o transporte" aún está pendiente la reglamentación definitiva por parte de la Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG). [14] Sin embargo, la Resolución 281 del 05 de junio de 2015 Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) ya ha definido el límite máximo de potencia de autogeneración a pequeña escala en un (1) MW que corresponde a la capacidad instalada del sistema de generación, e igualmente se ha definido la regulación para la autogeneración a gran escala (Resolución 024 del 13 de marzo de 2015 de la CREG).[15] [16]

### ***Oportunidades en Colombia para la implementación de ORC en ECG***

- Existen incentivos tributarios para proyectos de inversión en manejo y control ambiental (Art. 158-2 Estatuto Tributario). De acuerdo con la Resolución 563 de 2012 de la UPME, una de las medidas posibles, que además contribuye a las metas PROURE, es la recuperación de calor



**Figura 4.** Nuevo motor eléctrico para compresores de gas

residual de sistemas de combustión. De esta forma, es posible deducir anualmente de la renta líquida gravable el 100% de las inversiones en recuperación de calor, certificadas por la autoridad ambiental, sin que la deducción supere el 20% de la renta líquida del contribuyente.

- Recientemente han sido presentada una nueva línea de motores eléctricos, de propósito específico para unidades de compresión de gas. A mediano y largo plazo las empresas transportadoras de gas pueden considerar estos motores eléctricos para la ampliación o renovación de sus estaciones actuales, o para futuras estaciones. [17]

De esta forma, la energía recuperada de las unidades existentes, puede utilizarse para impulsar nuevas unidades basadas en motores eléctricos. Lo anterior, bajo un esquema de autogeneración, con la posibilidad de entregar los excedentes a la red de acuerdo a la Ley 1715 de 2014, la Resolución 024 de 2015 -CREG, y la Resolución 281 de 2015 de la UPME.

Por ejemplo, a partir de dos motores de 3550HP del ejemplo inicial, es posible recuperar hasta 1 MW eléctrico, mediante ORC (rating de 100% en el motor y eficiencia ORC de 19%). Es decir, sin necesidad de un consumo adicional de gas natural, se obtendría el 35% de la energía requerida para accionar una tercera unidad compresora de 3550HP basada en motor eléctrico.

### **CONCLUSIONES.**

- La recuperación de calor residual en las estaciones compresoras de gas natural, es una alternativa tecnológica para aumentar su eficiencia energética, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, y contribuir a brindar confiabilidad al sistema eléctrico

colombiano. En general, con la implementación de ORC en una ECG se pueden lograr incrementos de la eficiencia en el uso de gas combustible (y reducción de emisiones) de hasta un 25%.

- La tecnología de Ciclo Rankine Orgánico ha demostrado ventajas para su aplicación en recuperación de calor residual. Si bien su eficiencia es relativamente baja (<22%) hay que considerar que la fuente de energía primaria es prácticamente gratis. A pesar de ser una tecnología probada y disponible, se requiere continuar con Investigación y desarrollo dirigidos a mejorar su eficiencia energética, a establecer condiciones óptimas de operación, y al desarrollo de soluciones flexibles y de menor escala que permitan la transferencia de esta tecnología al sector de transporte de gas natural colombiano.
- Un esquema posible para la implementación de proyectos de recuperación de calor de estaciones compresoras, basados en ORC u otra tecnología, es que las transportadoras de gas utilicen la energía eléctrica obtenida mediante ORC para su autoconsumo en nuevas unidades compresoras basadas en motores eléctricos. Lo anterior con la posibilidad de entregar los excedentes de energía a la red eléctrica nacional, de acuerdo con la Ley 175 de 2014, y las Resoluciones 024 de 2015 de la CREG, y 281 de 2015 de la UPME, y aprovechando además los incentivos tributarios definidos en la resolución 536 de 2012 de la UPME, y el estatuto tributario.

## REFERENCIAS

- [1] Promigas SA ESP, "Informe del sector gas natural, 2013", 2013.
- [2] J. Fox, "Organic Rankine Cycle Waste Heat Solutions And Opportunities In Natural Gas Compression.", COMPRESSOR TECH 2., may-2015.
- [3] CAT, "G3612 LE Gas Petroleum Engine".
- [4] R. Saidur, M. Rezaei, W. K. Muzammil, M. H. Hassan, S. Paria, y M. Hasanuzzaman, "Technologies to recover exhaust heat from internal

combustion engines", *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, n.o 8, pp. 5649-5659, oct. 2012.

[5] C. Sprouse y C. Depcik, "Review of organic Rankine cycles for internal combustion engine exhaust waste heat recovery", *Appl. Therm. Eng.*, vol. 51, n.o 1-2, pp. 711-722, mar. 2013.

[6] K. Confrancesco y M. Ronzello, "Organic Rankine Cycle Waste Heat Power Generation - Pratt & Whitney Power Systems ORC Solutions".

[7] US Energy Information Administration, "ELA - Natural Gas Pipeline Network - Transporting Natural Gas in the United States". [En línea]. Disponible en:

[http://www.eia.gov/pub/oil\\_gas/natural\\_gas/analysis\\_publications/ngpipeline/index.html](http://www.eia.gov/pub/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/ngpipeline/index.html). [Accedido: 17-jun-2015].

[8] B. Hedman, "Waste Energy Recovery Opportunities for Interstate Natural Gas Pipelines", *Interstate Natural Gas Association of America INGAA*, 2008.

[9] B. Hedman, "Status of Waste Heat to Power Projects on Natural Gas Pipelines", *Interstate Natural Gas Association of America INGAA*, Arlington, Virginia, 2009.

[10] Transportadora de Gas Internacional TGI SA ESP, "Informe de gestión sostenible 2013.", 2014.

[11] Promigas SA ESP, "Informe anual de gestión y sostenibilidad. 2014", 2014.

[12] Ariel Corporation - arielcorp.com, "Estación de recolección La Creciente, Colombia". [En línea]. Disponible en: <http://es.arielcorp.com/templates/NoTitleSplitWithMiddle.aspx?cid=6442452810&pageid=6442453163&rd=true&LangType=1034>. [Accedido: 17-jun-2015].

[13] Unidad de Planeación Minero Energética UPME, "Informe mensual de variables de generación y del mercado eléctrico colombiano.", 2014.

[14] Congreso de la República de Colombia, Ley 1715 de 2014. Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional. 2014.

[15] Comisión de Regulación de Gas y Energía CREG, Resolución 024 de 2015 - Por la cual se regula la actividad de autogeneración a gran escala en el sistema interconectado nacional (SIN) y se dictan otras disposiciones. 2015.

[16] Unidad de Planeación Minero Energética UPME, Resolución 281 de 2015 - Por la cual se define el límite máximo de potencia de autogeneración a pequeña escala. 15d. C.

[17] B. Haight, "Caterpillar goes electric.", *COMPRESSOR TECH 2.*, abr-2015.



Corporación CDT de GAS  
Centro de Desarrollo Tecnológico del GAS



# inline

fluid systems

Una empresa de **base tecnológica** creada en Santander, para aprovechar la vocación hidrocarburífera y los factores regionales que potencian la **innovación** y el **desarrollo empresarial**.



Regulación



Medición



Analítica

Soluciones para medición de hidrocarburos, desde producción a uso final, que contribuyen a la competitividad y desarrollo sostenible del Sector oil & gas y la industria en Latinoamérica



The background is a solid blue color with several overlapping, semi-transparent circles of varying shades of blue. On the right side, there is a white metal railing of a staircase, partially visible. The railing consists of vertical posts and horizontal rails, with a few steps visible at the bottom right.

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