



MET & FLU

ciencia - tecnología - innovación

Aplicación de BRAM

como Modelo para el Análisis de una Red de Gas Natural
Mediante Reconciliación de Datos

Informe Reconciliación de Datos (BRAM)

BALANCE				
	Masa		Energía	
Rechos	3090000	m ³	309182000	Btu
Entregas	676045	m ³	67468700	Btu
Inventario	1856400	m ³	185219400	Btu
Balanza	-1300	m ³	-1291400	Btu
% Desbalance	-4.50%	m ³	-4.48%	Btu

CONCLUSIÓN				
	Masa		Energía	
Rechos	3195870	m ³	318947000	Btu
Entregas	344050	m ³	34433700	Btu
Inventario	2505400	m ³	250628700	Btu
Balanza	0.00	m ³	0.00	Btu
% Desbalance	0.00%	m ³	0.00%	Btu



En TGI trabajamos para ser la
primera empresa
transportadora
 de gas natural independiente
 en América Latina.

- *Invertimos en grandes proyectos de desarrollo y expansión de los servicios de transporte de gas natural.*
- *Promovemos programas y proyectos que contribuyen al desarrollo humano sostenible de las comunidades donde hacemos presencia.*
- *Implementamos prácticas de clase mundial que garantizan la calidad en nuestros procesos.*
- *Desarrollamos en todas nuestras prácticas los principios del Pacto Global de Naciones Unidas.*

Transportamos
gas natural
 CON RESPONSABILIDAD
 SOCIAL Y AMBIENTAL

PBX: 57 (7) 6320002
 FAX: 57 (7) 6325525

www.tgi.com.co
 Bucaramanga - Colombia





Pag. 6

SOFTWARE EN METROLOGÍA

Una Visión de la Aplicación del Software en Metrología.



Pag. 14

VELOCIDAD EN GASES

La Velocidad en Gases: Aspectos Metroológicos.



Pag. 24

GAS NATURAL LICUADO

Alternativa de Abastecimiento para Colombia y Estado del Arte de su Metrología



Pag. 32

DESARROLLO TECNOLÓGICO

Voto de Confianza de Gases de Occidente GDO S.A. ESP . **Desarrollo de Tecnología de Medición de Gas, Netamente Colombiana.**



Pag. 36

METROLOGÍA DE PETRÓLEO

Metrología de Flujo de Petróleo en Brasil.



Pag. 42

BRAM

Aplicación de **BRAM** como modelo para el análisis de una red de gas natural mediante reconciliación de datos



Pag. 54

METROLOGÍA DE H₂S

Respuesta tecnológicas a preguntas de nuestros lectores.

LA BUENA ACTITUD

IMPULSA EL DESARROLLO NACIONAL

Quiero aprovechar positivamente la entrega de la 3ª Edición de “**MET&FLU (Metrología & Fluidos): Ciencia, Tecnología e Innovación**”, para resaltar, lo que a nuestro juicio, en Colombia, está representando la interiorización y la aplicación de la Metrología «de forma verdadera» en los procesos productivos; sin duda, trae consigo, significativas ventajas en apropiación de conocimientos, en calidad, en productividad y por supuesto, en competencias. Quiero igualmente hacer referencia a la «Actitud», que en la Real Academia de la Lengua, la relacionan con Ánimo. Es evidente que bajo el concepto de actitud, se asocian términos como motivación, pasión, entusiasmo, interés, los cuales están ligados, a mi juicio, muy estrechamente con las Instituciones de Ciencia y Tecnología, como el CDT de GAS.

De la industria colombiana se conoce, que la segunda mitad de la década de los 90, fue muy proactiva en términos de certificación de calidad; por su parte, la primera década del presente siglo, fue preponderante en la asimilación del conocimiento, y en el caso específico que nos ocupa, en la comprensión de los beneficios que trae inmersa la Ciencia de las Mediciones (La Metrología). Inclusive el gobierno nacional lo resaltó en el documento CONPES 3582 de 2009, destacándola como clave para el crecimiento sostenido de la economía, el empleo y la transformación productiva. Muchas inversiones en mejoras de infraestructura y en apropiación de conocimiento fueron realizadas por nuestra industria nacional, aunque aún, algunas persisten, en «malgastar su dinero» pagando calibraciones y capacitaciones, sólo con el objeto, de cumplir un requisito exigido en su sistema de calidad, sin interiorizar sus grandes beneficios. Ahora, al dar comienzo a la segunda década del presente siglo, nos debemos concentrar, específicamente, en trabajar hasta obtener el máximo aprovechamiento, en términos de productividad y competitividad, para lograr compensar los esfuerzos realizados, y apalancar sin duda, de alguna forma, la mejora de nuestra sociedad. **¡Un reto muy particular, tenemos enfrente!!!**

Director/

Henry Abril Blanco

Editor/

Corporación CDT de GAS

Comité Editorial/

Erik S. Tapias Chávez
José A. Fuentes Osorio
Luis E. García Sánchez
Jorge. A. Reyes Valdés

Comité Científico/

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

Diseño/

Leonardo Manzano Paredes

La academia, los centros de investigación y los de desarrollo tecnológico, en torno al Estado Colombiano, debemos trabajar para apoyar a nuestra industria de manera sincronizada, armónica «como casi nunca lo hemos hecho» con verdadero criterio profesional enfocado hacia lo nacional, e inclusive hacia lo regional (así las experiencias anteriores no hayan sido ejemplares), tratando de eliminar cada vez más y para siempre, las tendencias individualistas (me refiero no sólo a las tendencias individualistas de las personas, sino también a aquellas de las instituciones y de los conglomerados).

Debemos demostrarle a nuestra industria y muy especialmente a nuestra sociedad, el criterio austero de nuestras decisiones, siendo conscientes de que no podemos, ni debemos, redoblar esfuerzos y mucho menos inversiones. Nuestro país nos lo exige y todo ello, sólo es posible si tenemos una «Buena Actitud». Una cosa debe quedar absolutamente clara y es que la actitud es una forma de expresión, es decir que las actitudes no se piensan ni se imaginan sino que se expresan, se proyectan, y se demuestran. En ese orden de ideas, considero que también es importante, agregar la «sinceridad y la honestidad» como complementos, y por ello me refiero en esta editorial a la «Buena Actitud» con todo lo que ésto significa.

Repito entonces las preguntas de un experto chileno: ¿Somos conscientes del desperdicio de energía, dinero y oportunidades que significa el trabajar descoordinadamente? ¿Es la actitud algo que viene ligado al ADN de las personas, o por el contrario es algo que se puede aprender?

De mi parte debo resaltar que estoy convencido, de que la actitud, es realmente lo más importante, y reflexiono constantemente –con mi familia y con mis más cercanos amigos- acerca de la manera como se genera la «Buena Actitud» y sobre el cómo se aprende la misma y de la misma; sin duda considero que es un aspecto cultural y que se genera en torno a nuestras familias. Gestionar una empresa es como gestionar una familia, el

modelo no debería ser, exclusivamente impositivo, porque afectamos la actitud. Por fortuna en los centros tecnológicos este proceso ya comenzó a evolucionar, y hoy se consolidan «trabajadores del conocimiento» que se consideran líderes de sus propias tareas, que demandan muy poca o nula supervisión, y a los que se les aprovecha, positivamente, todo su talento.

Aquí, en los centros tecnológicos, tratamos de llegar a convertir nuestro trabajo en un hobby, y siendo fieles a Confucio, buscamos desarrollar ocupaciones que amamos, para no trabajar un solo día en la vida. Aquí buscamos aprender a no rendirnos, y a comprender que la «Buena Actitud» es lo más importante, (decía Einstein: es más importante la imaginación que el conocimiento) por ello resaltamos que el aprendizaje debería ser siempre basado en el concepto LEARN BY DOING o aprender haciendo, porque es allí donde nos enseñan a usar la mente para razonar, “imaginar”, soñar, e inventar, pero sobre todo, nos enseñan a comprender que nuestras acciones (buenas y/o malas) son claves, no solamente para nosotros, sino para la sociedad que nos rodea.

Sigamos disfrutando de éste valioso medio, que nos comparte temas relacionados con la aplicación de la metrología de manera que nuestros procesos, productos y servicios colombianos, cada día sean más competitivos.



Henry Abril Blanco

Director: Corporación CDT de GAS

Una Visión de la Aplicación del Software en Metrología

Yenny Maritza Peña Puerto (ypena@cdtdegas.com)
César Augusto Almeida Ortega (calmeida@cdtdegas.com)
Corporación Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas

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

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

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

RESUMEN.

En la actualidad, el uso de los sistemas automatizados es un rasgo característico de los procesos de medición y calibración de instrumentos. Dentro de estos sistemas existen diferentes aspectos que deben ser tenidos en cuenta para el aseguramiento de la cadena de medida, el análisis de datos y la generación de resultados. En el presente artículo se tratan los principales aspectos enfocados a la especificación, implementación y validación de los procesos de adquisición, transmisión, análisis y almacenamiento de datos en este tipo de sistemas con el fin garantizar la calidad las mediciones.

1. INTRODUCCION

Con el crecimiento de la electrónica, las telecomunicaciones y las denominadas tecnologías de la información - TI, el software toma cada vez más importancia dentro de los diferentes campos de la ciencia, y la metrología no es la excepción. Dentro de esta ciencia el software forma parte importante de cada uno de los puntos de cadena de medida, el análisis de datos y la generación de resultados. Dependiendo de la necesidad y la etapa de uso dentro del proceso de medición, estos software se pueden categorizar en: tipo COTS (Comercial Off-The-Shelf), suministrados por un proveedor o fabricante; tipo MOTS (Modified Off-The-Self), suministrados por un proveedor o fabricante con posibilidad de personalizaciones según las necesidades; y tipo CUSTOM (personalizado), desarrollados a la medida de necesidades específicas. Estos últimos pueden ser desarrollados por un tercero o por miembros de la misma institución que lo requiere.

En términos básicos, un sistema de medición o calibración automatizado puede dividirse en tres etapas, como se observa en la Figura 1. Cada una de estas etapas posee una función dentro del proceso de medición, por lo tanto, existen diferentes aspectos a considerar en la especificación, el desarrollo, la documentación y la validación del software asociado a las mismas. El no considerar ó ejecutar de forma adecuada estos aspectos, puede llevar diferentes problemas, desde la dificultad en el uso de los mismos, hasta la generación de resultados erróneos. También es importante mencionar que al igual que existen diferencias en los aspectos de desarrollo, existen diferencias en los procesos de pruebas y validación del software, de acuerdo con la función que éste cumple dentro de la metrología y la entidad en la cual es utilizado.

Considerando el panorama planteado, en este artículo se pretende realizar una descripción general de los procesos en los cuales interviene el software y el porqué de su importancia. Lo anterior, en gran medida, desde la perspectiva de las experiencias y desarrollos llevados a cabo durante los últimos seis (6) años, a lo largo de los cuales se ha logrado asimilar que el software debe cumplir su ciclo de vida considerando el fin último previsto, que para el caso de las aplicaciones utilizadas en metrología, consiste en suministrar resultados técnicamente válidos. Se inicia con instrumentos de medida, pasando por plataformas de control y adquisición de datos, para llegar, por último, al procesamiento y análisis de datos. En cada uno de estos puntos de aplicación se presentan las consideraciones más relevantes de especificación, desarrollo y validación del software desde la perspectiva del aseguramiento de la calidad de los resultados de medición.

2. SOFTWARE ASOCIADO A INSTRUMENTOS DE MEDIDA

Al hacer referencia, en este artículo, al software de un instrumento de medida, se habla de un software desarrollado específicamente para la medición de variables de proceso por medio de un instrumento, y el manejo y/o configuración de los parámetros asociados al mismo. Sin embargo, de acuerdo al mensurando, al principio de operación, al tipo de elemento (primario o secundario), el software desarrollado para el instrumento varía de complejidad, implementando opciones que van más allá de la configuración de unidades, intervalos de medición, coeficientes de corrección, como por ejemplo herramientas de diagnóstico o salidas que proporcionan acciones de control.



Figura 1. Etapas de un Sistema de Medición o Calibración Automatizado.

2.1 Requerimientos de Software para Instrumentos de Medida

El diseño del software para un instrumento de medida tiene como fin permitir al operador o usuario acondicionar el instrumento para realizar la medición y ajustar la forma en la que éste presenta o transmite la información; por otra parte, dependiendo de la variable a medir y la capacidad del instrumento, en ocasiones es necesario acceder a información, que si bien está asociada de forma directa a la variable de proceso, involucra una gran cantidad de parámetros que alteran de forma significativa tanto el funcionamiento del instrumento, como las características de las mediciones que se obtienen de él. Por esta razón, el software debe desarrollarse para que determine, en primera instancia, el modelo del instrumento, la información acerca del principio de medición, las características y límites de operación, y de esta forma, desarrollarse para que le permita al usuario sólo las modificaciones o configuración de parámetros dentro de límites permisibles (es importante destacar que el software asociado a instrumentos de medida, generalmente sólo es desarrollado por fabricantes de instrumentos, a diferencia del caso de adquisición y análisis de datos). De igual forma, se deben crear niveles de acceso para impedir que personal no autorizado realice modificaciones a parámetros propios del instrumento, por ejemplo la modificación del span del instrumento, que repercute directamente sobre la señal de salida, la cual, generalmente corresponde al tradicional lazo de salida analógica de 4-20 mA y, en el caso de no realizar la misma modificación en el sistema que adquiere esta señal, generaría un error en la medición. Esto mismo aplica a la modificación de otros parámetros, como tiempo de respuesta o pre-procesamiento de la señal de salida (promediado, filtrado, etc.), entre otros.

En el caso que se implemente la generación de alarmas en el instrumento (por ejemplo alarmas por nivel de medición, bajo o alto) debe especificarse la acción que se realiza y la consecuencia que esto trae en la salida del instrumento (por ej.: interrupción de la emisión de pulsos o cambio de la variable de salida a un valor preestablecido fuera del intervalo de medición). Por último, es importante que se documente la totalidad de parámetros a los que se puede tener acceso con el software, cuáles de ellos pueden ser configurados, para qué niveles de seguridad y qué consecuencias trae su modificación.

¹ Acrónimo de "Supervisory Control And Data Acquisition".

2.2 Desarrollo de la Interfaz de Usuario

Debido a la importancia que tiene la correcta configuración de los parámetros propios del instrumento, es primordial que la interfaz de usuario se encuentre subdividida en pantallas o secciones que indiquen claramente el campo de acción de cada parámetro modificable; por ejemplo una pantalla o sección dedicada a la variable principal (valor mínimo, valor máximo, amortiguamiento de la señal), otra pantalla o sección dedicada a la configuración de alarmas o salidas digitales, y otra pantalla o sección para la configuración de los protocolos de comunicación.

Para el ingreso de parámetros es importante que en caso que el usuario intente fijar un valor fuera de lo permitido, el software especifique claramente la falla, al igual que cuando, por alguna razón, se interrumpa la medición o la emisión de la señal de salida. También es importante incluir en la interfaz un indicador de estado de proceso, que muestre al usuario el avance en la ejecución de alguna función, la lectura o escritura exitosa de parámetros.

3. SOFTWARE ASOCIADO A CONTROL Y ADQUISICIÓN DE DATOS

El sistema de control y adquisición de datos SCADA¹ de un proceso de medición y/o calibración es uno de los componentes claves para el éxito del mismo. Es importante aclarar que el SCADA no es únicamente software, sino que es un componente hardware-software, donde éste último es desarrollado e implementado sobre una plataforma (hardware) particular. Otro aspecto a resaltar es que, como su nombre lo indica, en muchos casos este sistema debe atender una doble responsabilidad: adquisición y control. Primero, la adquisición de los datos correspondiente a las diferentes variables que forman parte del modelo matemático y, como segunda responsabilidad, mantener control sobre una o varias variables del proceso, junto con una determinada secuencia de actividades (para el caso de los bancos de calibración). La ejecución de estas actividades depende en gran medida de la capacidad de procesamiento de datos, la cual varía con respecto a la tecnología de cada sistema SCADA, al igual que la configuración, disponibilidad y versatilidad de módulos y tarjetas de expansión e interfaces disponibles. Con este panorama, a continuación se presentan los aspectos más relevantes a considerar en el momento de seleccionar, implementar o adquirir un sistema de SCADA para un proceso asociado a metrología.

3.1 Requerimientos para la Plataforma de Adquisición de Datos

Parte de los requerimientos del SCADA están asociados a la instrumentación que se ha seleccionado para realizar la medición y/o calibración, debido a que esta instrumentación condiciona la cantidad de señales, los tipos (analógicos o digitales), las características eléctricas, las frecuencias de operación y/o tiempos de respuesta. Aunque estos requerimientos están más asociados al hardware (en particular a las tarjetas entrada/salida, las cuales pueden incluso afectar la clase de exactitud de instrumento de medida), guardan una relación con el software desarrollado dentro del SCADA. Dentro de los aspectos a considerar en este sentido, se resalta la prioridad que se debe dar a la adquisición de las señales de los instrumentos asociados a la o las variables principales dentro del sistema (por ej.: señal de salida del medidor de volumen en un sistema de transferencia de custodia de fluidos). Es en este punto donde comienzan a presentarse inconvenientes, en particular, cuando el sistema también debe realizar labores de control, las cuales generalmente se priorizan sobre la adquisición de datos, lo que puede generar retardos, falta de sincronía en la adquisición o errores sistemáticos cuando el tiempo hace parte del modelo matemático. Una práctica recomendada en estos casos es contar con doble SCADA o por lo menos doble controlador², uno dedicado sólo a la adquisición de datos y otro sólo al control de proceso.

Otro aspecto a considerar es la ejecución de cálculos dentro del SCADA; esto corresponde a una práctica común para el caso de sistemas a nivel de control de procesos industriales, pero en el caso de aplicaciones asociadas a metrología, esto puede llegar a ser inadecuado. Es necesario realizar un estudio de la capacidad de procesamiento con el que cuenta el SCADA, debido a que la implementación de los modelos matemáticos de procesos de medición, dentro de este tipo de plataformas, puede generar resultados imprecisos debido a redondeos, limitantes en los operadores matemáticos disponibles, entre otros, además de la dificultad para rastrear los valores de entrada de dichos modelos o la modificación de los mismos. Por otro lado, está el hecho que el ejecutar operaciones numéricas dentro de los controladores generalmente tiene altos costos en términos de ocupación del ciclo de máquina, lo cual, puede disminuir el tiempo de respues-

ta del sistema en la adquisición de las variables principales del modelo de medición, generando las dificultades ya mencionadas. Cuando se requiere la estimación de incertidumbre asociada al proceso de medición, estos problemas se aumentan, haciendo completamente inadecuado que los cálculos se ejecuten dentro del SCADA. Lo más apropiado es que los cálculos necesarios para obtener los resultados de medición y su incertidumbre asociada sean ejecutados por herramientas de análisis de datos desarrolladas para tomar los datos de entrada de los valores adquiridos por el SCADA, a través de archivos planos (algunas veces denominados archivos históricos), bases de datos o servidores OPC³.

Adicionalmente, también es necesario que el software del SCADA permita ejecutar en lazo cerrado (es decir, considerando toda la cadena de medida) labores de aseguramiento metrológico y el ajuste y/o corrección de errores sistemáticos cuando sea necesario. El tipo de corrección a implementar en el sistema varía de un sistema SCADA a otro; el menos exigente y generalmente más adecuado es el que se realiza con base en ecuaciones lineales. Sin embargo, correcciones por métodos más complejos (ecuaciones polinómicas, linealización por punto, corrección predictiva) se encuentran disponibles actualmente, y la conveniencia o no de su implementación está asociada a la relación costo - beneficio (tiempo de respuesta y uso del ciclo de máquina - nivel de corrección requerido), la cual depende del desempeño del sistema SCADA.

3.2 Desarrollo de la Interfaz de Usuario

La interfaz de usuario constituye un elemento fundamental en el desarrollo de la automatización de los procesos de medición y/o calibración de instrumentos. Su función principal es permitir la interacción del metrólogo con el proceso, para lo cual la interfaz debe ser clara, intuitiva y concreta, evitando la sobrecarga de información o la ambigüedad de los parámetros que en ella se presentan. Del mismo modo se debe tener precaución en los tiempos de actualización de datos en pantalla, ya que, tiempos de actualización muy rápidos pueden generar alto tráfico de datos y afectar la velocidad de respuesta del sistema de forma innecesaria.

Otra de las funciones de la interfaz del SCADA es la configuración de algunos de parámetros de operación del sistema. El ajuste o la elección de parámetros específicos únicamente debe realizarse en un modo operativo concreto del sistema (comúnmente modo de configuración). Lo más

² *Dispositivos electrónicos que proveen la inteligencia requerida para la automatización.*

³ *Acrónimo de "Object Linking and Embedding for Process Control".*

adecuado es que algunos parámetros específicos deban estar protegidos (parámetros inalterables) y otros puedan ser accesibles para una persona autorizada (parámetros configurables). Al respecto de estos parámetros es importante que se cuente con una descripción detallada de su función, unidades de medida y criterios de selección o modificación, ya que una inadecuada configuración de los mismos puede ocasionar problemas de operación o errores en las mediciones, incluso en sistemas estándar como los electrocorrectores y computadores de flujo en los sistemas de transferencia de custodia de fluidos.

Una de las claves del buen desempeño de una interfaz de usuario es su documentación (generalmente llamada manual de usuario). En ésta se debe realizar una descripción detallada de los menús, diálogos, pantallas del software, las funciones y el significado de los datos empleados para la ejecución de algoritmos y/o cálculos. La fallas en la configuración y manejo de los SCADA, en muchos casos se debe a documentación incompleta o ambigua, para lo cual es importante considerar adecuados procesos de formación y evaluación de quienes operan el sistema dentro de la adquisición o desarrollo del mismo (aspecto muchas veces obviado por los proveedores de este tipo de sistemas).

3.3 Generación de Archivos y Datos Históricos

La información que se obtiene al automatizar un proceso de medición y calibración de instrumentos es usada en análisis posteriores para la generación de resultados; por tal razón, es necesario asegurar, que aunque los denominados archivos históricos se utilicen en otro lugar o en una fecha posterior, sean almacenados o transmitidos sin afectar la calidad de las mediciones. Como primera medida se debe seleccionar un dispositivo de almacenamiento con la capacidad suficiente para recopilar los datos generados en el proceso de medición y/o calibración y así evitar la pérdida de información, y que a su vez posea la permanencia suficiente como para garantizar que los datos no se corrompan en condiciones normales de almacenamiento.

En el diseño de la estructura de archivos históricos, es importante tener en cuenta que se debe facilitar la posibilidad de que el software, que ha de procesar o visualizar los valores de medida y datos complementarios, verifique información relevante del proceso y determine la autenticidad e integridad de los datos. Si se detecta una irregularidad, los datos se deben descartar o

marcar como inservibles. También es importante que estén correctamente documentadas, la estructura de estos archivos, las variables y la unidad de medida en las cuales son registradas, la frecuencia de registro y el separador decimal, entre otros.

3.4 Validación

El objetivo principal en el proceso de validación es comprobar el correcto funcionamiento de la plataforma de adquisición y determinar si el flujo de datos es adecuado y satisface los requerimientos planteados inicialmente para la aplicación. Se debe verificar que las funciones y/o algoritmos son apropiadas y que la lectura de señales, tanto análogas como digitales, no presenta pérdida o alteración de información. Adicionalmente, es necesario evaluar si la interfaz de usuario presenta la información de forma inequívoca y si las restricciones de acceso o seguridad se encuentran implementadas y en funcionamiento. Por último, si se poseen interfaces para establecer comunicación con otros dispositivos electrónicos, con el usuario o con partes del software distintas de aquellas críticas en cuanto a metrología, su funcionamiento no se debe ver influenciado más allá de lo tolerable. Para la ejecución de la validación se debe realizar un diseño de pruebas y análisis de respuesta bajo situaciones controladas que permita establecer la influencia de factores externos y la posibilidad de mitigar su efecto mediante la ejecución de acciones controladas por software.

Una práctica adecuada para lograr el proceso de validación es realizar procesos de medición y/o calibración a un elemento conocido y comparar los resultados obtenidos con el valor conocido previamente, lo cual, permite conocer el desempeño global del sistema. También es común simular las señales generadas por los diferentes instrumentos de medición y corroborar que los resultados obtenidos y la operación del sistema son los adecuados en diferentes puntos de operación.

4. SOFTWARE ASOCIADO A ANÁLISIS DE DATOS Y GENERACIÓN DE RESULTADOS

En este apartado se hace referencia a aquellas herramientas informáticas o productos software que permiten organizar y analizar los datos emitidos por otros software asociados a instrumentos de medida y plataformas de adquisición de datos, para luego generar la información resultante de todo el proceso. Independiente del tipo de software utilizado (comercial, modificable

o personalizado), la criticidad que conlleva la emisión de un mal resultado y la preocupación por ejecutar las actividades de manera eficiente y emitir resultados en un menor tiempo, han ido incrementando considerablemente. Por esta razón, actualmente han surgido iniciativas para proponer que la selección o desarrollo de un producto software, asociado a estas tareas, incluya, como mínimo, los procesos claves y esenciales del ciclo de vida del software: análisis de requerimientos, diseño, implementación, pruebas y operación/mantenimiento, o, en otras palabras, que incluya las mejoras prácticas de la Ingeniería del Software. Dichos procesos claves y esenciales son descritos a continuación, aunque vale la pena aclarar que estos no corresponden a todas las etapas del ciclo de vida del software que se siguen actualmente, ya que, los diferentes modelos de dicho ciclo han ido evolucionando según la naturaleza de los proyectos, los métodos y las herramientas a utilizar.

4.1 Especificación y Análisis de Requerimientos

Este proceso permite conocer el ámbito y flujo de la información en general; el objetivo principal en esta etapa es determinar la naturaleza de la herramienta informática o software, necesidades a cubrir, capacidades y funciones requeridas. Los requerimientos identificados se deben especificar de manera clara y precisa, sin lugar a ambigüedades, y cubriendo el alcance necesario, para así lograr los objetivos propuestos y obtener resultados válidos. Es necesario, además, evaluar y definir la criticidad y complejidad del software para así poder determinar su nivel de riesgo.

Para el caso de software tipo comercial, contar con una adecuada especificación de requerimientos permite realizar una correcta selección del software a adquirir. Para el caso de los tipos modificable y personalizado, la especificación de requerimientos constituirá la base para la definición del objetivo final y alcance del software.

La importancia de este proceso se centra en que la calidad del producto se basa en el cumplimiento de los requerimientos planteados y, por consiguiente, de las necesidades y expectativas de los implicados.

PARTICULARMENTE, EN SOFTWARE PARA METROLOGÍA, PUEDE SER QUE UN DESARROLLADOR DE SOFTWARE NETO NO SEA SUFICIENTE, SE REQUIERE QUE EL EQUIPO DE DESARROLLO CUENTE CON LAS COMPETENCIAS TÉCNICAS QUE RESPALDEN EL CONOCIMIENTO NECESARIO PARA ENTENDER EL PROCESO Y ASÍ DEFINIR LAS OPCIONES ADECUADAS

4.2 Diseño e Implementación

Este proceso constituye la definición de la arquitectura de la solución, acorde con los requerimientos planteados. Para aplicaciones usadas en metrología, como parte de este proceso, algunas de las actividades a realizar corresponden a:

- Documentación de los modelos matemáticos a utilizar. Ésta permite identificar los elementos necesarios para el desarrollo de cálculos u operaciones a implementar.
- Evaluar y definir la integridad y seguridad del software. Es necesario identificar claramente datos de entrada (ya sean ingresados manualmente o leídos de un archivo externo), información de salida, sistema de unidades, precisión en los cálculos. Teniendo en cuenta que el software puede ser alterado durante su uso, ya sea, accidental o intencionalmente, es importante prevenir esta situación mediante la utilización de técnicas que permitan mantener un control sobre el personal que opera el software, por ejemplo, bloqueo o inhabilitación de campos, validación de la información, etc.
- Definir estructura del software. El software puede contener gran cantidad de datos de entrada, resultados intermedios e información de salida, cada uno de estos grupos de datos debe ser mostrado, por lo cual, establecer regiones o utilizar colores facilita su identificación. Las interfaces se deben diseñar con el fin de que sean amigables y fáciles de usar. Por lo general, el software se complementa con una base de datos que permite almacenar y administrar los datos provenientes del proceso que se esté llevando a cabo, por lo cual, es necesario que su estructura, también, sea definida.
- Definir arquitectura hardware y software. Es necesario definir la plataforma de desarrollo del software, las posibles interacciones que tenga con otros software, qué tipo de equipo se necesita para que funcione adecuadamente, si corresponde a un software para estación de trabajo o para trabajo en red y las versiones para las cuales es compatible. Al no tener en cuenta estos aspectos es posible que se deba incurrir en costos adicionales por la adquisición de otros componentes (por ej.: equipos con mayor capacidad, software adicional) que el software requiera para funcionar correctamente y que no se tenían previstos.

Una vez definido el diseño se procede a su implementación, es decir, a traducirlo en el producto final esperado. Para este proceso y, particular-

mente, en software para metrología, puede ser que un desarrollador de software neto no sea suficiente, se requiere que el equipo de desarrollo cuente con las competencias técnicas que respalden el conocimiento necesario para entender el proceso y así definir las opciones adecuadas.

Para el caso en el que se haya adquirido un software comercial, es necesario que el proveedor suministre un completo manual en donde sea posible evidenciar las bases tomadas para el desarrollo de este proceso.

4.3 Validación y Pruebas

Este proceso permite determinar si el software desarrollado o adquirido satisface las necesidades de los implicados, por medio de una actividad de seguimiento de los requerimientos establecidos.

Incluye la definición de casos de prueba que permitan comprobar la correcta funcionalidad del software, tanto a nivel de su estructura interna (para el caso de productos desarrollados), como de su uso en un ambiente real de operación; también, para la implementación y resultados de los modelos matemáticos utilizados. Hasta el momento, al parecer, ningún software ha demostrado estar libre de errores, esto se puede deber a que es necesario realizar un número importante de pruebas que permitan cubrir el intervalo más amplio de posibilidades, y en algunos casos es inviable completar todas las pruebas, o imposible realizar todas las pruebas matemáticas, como es el caso específico de las aplicaciones para metrología.

Es posible considerar, en dos grupos, los aspectos mínimos a validar y probar, así:

- Evaluación de requerimientos: garantizar que el software adquirido o desarrollado corresponde a una solución acorde con las necesidades y expectativas definidas durante las fases iniciales del ciclo de vida del software.
- Evaluación técnica del software: comprobar correcto funcionamiento, lógica y modelos matemáticos implementados, parámetros para entrada de datos, conversiones de unidades, desarrollo de operaciones, resultados.

La aplicación de varias técnicas puede reducir el número de defectos en el software, pero entre más técnicas se apliquen más costoso se hace el desarrollo de éste. Es claro que el software a ser usado en ambientes críticos (que pueden llegar a afectar, por ejemplo, la vida o el medio ambien-

te) requerirá más esfuerzos que uno a ser usado en ambientes no críticos. Algunas de dichas técnicas son descritas en [1], [2] y [6].

Para el caso en el que se haya adquirido un software comercial, es necesario que el proveedor suministre las evidencias de las validaciones y pruebas realizadas en fábrica, y que se incluya dentro del proceso de compra la realización de pruebas en ambiente real de operación.

4.4 Operación y Mantenimiento

Comúnmente el software es entregado a los usuarios como una caja negra, sobre la cual es difícil determinar o identificar los procesos internos. Es por esto que un proceso ideal serial aquel en el cual los implicados tengan un acompañamiento completo, que incluya desde brindar orientaciones y recomendaciones para apoyar la actividad de especificación de requerimientos, mantener una constante comunicación que permita informar avances y recibir percepciones, realizar una adecuada formación de competencias en el personal que va a hacer uso del software, hasta brindar el soporte necesario en la etapa de adaptación. En este aspecto, la documentación que acompaña el software constituye un componente importante; se recomienda que esta incluya, como mínimo: una descripción detallada de la estructura del software, sus funcionalidades, instrucciones de operación, modelos matemáticos implementados, variables de entrada, variables de salida, procedimiento frente a defectos, recomendaciones generales y documentos de referencia.

Para las actividades de mantenimiento del software, es necesario que uno de los requerimientos especificados se haya centrado en la facilidad de realizar copias de seguridad de los datos. Las aplicaciones enfocadas en metrología manejan gran cantidad de datos y es necesario contar con su disponibilidad a la hora de requerir rastreabilidad de resultados. Las copias de seguridad pueden estar configuradas de manera automática dentro del software, o bien, se pueden configurar alarmas periódicas que adviertan, al personal que maneja el software, la necesidad de realizar una copia. Es importante contar, también, con copias de los medios originales de instalación del software (para efectos de reinstalación).

Por último, a la hora de adquirir un software se debe tener presente cuanto tiempo se espera que permanezca operativo pues, debido al constante cambio de la tecnología, la “vida útil” de un software puede estar alrededor de los cinco



Figura 2. Relación entre un Producto Software y el Ambiente en que será ejecutado.

años. Los cambios que surgen durante este periodo, en la mayoría de los casos, obligan a que se realicen mejoras, ajustes o, incluso, nuevos desarrollos.

5. CONCLUSIONES

La especificación, diseño, implementación y validación de software, en aplicaciones asociadas a metrología, presenta diferentes retos y particularidades que deben ser abordadas de forma adecuada con el fin de garantizar resultados confiables. En el presente artículo se realizó una breve presentación de los aspectos más relevantes asociados al proceso de consecución (ya sea a través de desarrollo o adquisición) de este tipo de software, desde la especificación hasta la validación del mismo. Se hizo un mayor énfasis en el software asociado a adquisición y análisis de datos, porque es allí donde se presentan las mayores particularidades con respecto a otro tipo de aplicaciones, como por ejemplo el control de procesos.

Dentro de los aspectos presentados, se destaca la necesidad de una clara especificación de requerimientos como base para la obtención de resultados satisfactorios en la adquisición o desarrollo de un software asociado a metrología. También se resalta la importancia de un proceso de validación robusto que permita garantizar tanto la operatividad como los resultados emitidos por el software, como imprescindible para garantizar la confiabilidad de las mediciones (objetivo primordial de la metrología a cualquier nivel de aplicación).

Complementando estos aspectos igualmente se requiere de adecuados procesos de documentación y formación a los metrologos que interactúan con dichos software, ya que es allí donde puede aparecer mayor cantidad de fallas y donde, en muchos casos, se presentan más debilidades tanto en desarrollos como en adquisiciones de software. Como conclusión final del tema

presentado, se puede afirmar que el no tener en cuenta los aspectos mencionados puede llevar a la generación de resultados erróneos o poco confiables, en conjunto con sobrecostos, reprocesos, y muchas otras dificultades indeseables en aplicaciones de metrología asociadas a procesos industriales, legales o científicos.

Por último se ratifica que en software para metrología, puede ser que un desarrollador de software neto no sea suficiente, y se requiere que el equipo de desarrollo cuente con las competencias técnicas que respalden el conocimiento necesario para entender el proceso y así definir las opciones adecuadas. Es necesario entonces, el trabajo sinérgico entre los Ingenieros de Software y los Ingenieros expertos en Metrología.

REFERENCIAS

- [1] EUROLAB, "Guidance for the Management of Computers and Software in Laboratories with Reference to ISO/IEC 17025:2005", Technical Report, 2006.
- [2] European Cooperation in Legal Metrology WELMEC, "Guía del Software (Directiva 2004/22/EC relativa a Instrumentos de Medida)", Guía 7.2, 2009.
- [3] M G Cox and P M Harris, "Guidelines To Help Users Select And Use Software For Their Metrology Applications", NPL Report, 2000.
- [4] N Greif and G Parkin, "An International Harmonised Measurement Software Guide: The Need And The Concept", XIX IMEKO World Congress, 2009.
- [5] Organización Internacional de Metrología Legal OIML, "Requisitos Generales para los Instrumentos de Medida controlados por Software", Documento 31, 2008.
- [6] R M Barker, P M Harris and G I Parkin, "Development and Testing of Spreadsheet Applications", NPL Report, 2006.
- [7] R S Pressman, Ingeniería del Software Un Enfoque Práctico, Sexta Edición Mc Graw Hill, 2006.
- [8] T J Eward, N J McCormick, K M Lawrence and M J Stevens, "Distributed Computing for Metrology Applications", NPL Report, 2007.



La Velocidad en Gases: ASPECTOS METROLÓGICOS

Luis E. García (lgarcia@cdtdegas.com)

Jair Angarita (jangarita@cdtdegas.com)

Omar Naranjo (oanaranjo@gmail.com)

RESUMEN.

Conscientes de la necesidad de proveer aseguramiento metrológico y trazabilidad a las mediciones de velocidad en gases realizadas en Colombia, especialmente en gases de combustión y aire, se resumen en este artículo los conocimientos y avances obtenidos por el CDT de GAS en relación al estado del arte, las aplicaciones, las tecnologías de medición, el aseguramiento metrológico y los desarrollos para brindar trazabilidad a éstas mediciones.

1 INTRODUCCIÓN

La necesidad de medir la velocidad de gases se encuentra presente en diversidad de actividades de la industria, pasando por la investigación e incluso la recreación; en cada una de estas aplicaciones, se poseen requisitos metrológicos, más o menos rigurosos, dependiendo del riesgo asociado al resultado y la decisión tomada con base en este. Por tal razón, resulta necesario proveer trazabilidad a las mediciones de velocidad de gases, con niveles de incertidumbres adecuados acorde con el fin previsto.

En Colombia, el desarrollo metrológico en materia de velocidad de gases es incipiente, a tal punto que a diciembre de 2010, no existía laboratorio Acreditado por la SIC o por el ONAC, que permita brindar trazabilidad a las mediciones de velocidad. Es evidente que la velocidad de gases constituye una magnitud derivada, íntimamente relacionada con la magnitud flujo, cuya aplicación diseminada en diversas industrias y ámbitos, resulta de alta relevancia, pero, sobre la cual poco se ha estudiado en Colombia.

El presente artículo pretende presentar un resumen del estado del arte de las aplicaciones y tecnologías empleadas en la medición de velocidad en gases, las soluciones implementadas a nivel mundial para proveer trazabilidad a las mediciones relacionadas con esta magnitud y describir los desarrollos ejecutados por el CDT de GAS, como una contribución a las necesidades de aseguramiento metrológico en el país.

2 APLICACIONES DE LA MEDICIÓN DE VELOCIDAD EN GASES

Las aplicaciones de la medición de velocidad de gases se pueden agrupar acorde con el medio en el cual se desarrolle el fenómeno de flujo a medir:

2.1 Medición de la velocidad de un gas en conductos cerrados

Esta aplicación se encuentra típicamente en la industria cuando se requiere determinar la velocidad puntual del fluido de interés o incluso su caudal volumétrico o másico.

2.1.1 Monitoreo de Gases de Chimenea

De las aplicaciones presentadas en la Fig. 1, la que presenta mayor difusión es el monitoreo de chime-

neas, realizado mediante muestreo isocinético, para determinar la concentración de contaminantes. Los muestreos isocinéticos se encuentran normalizados desde hace décadas por la EPA (Environmental Protection Agency de Estados Unidos) bajo el Código Federal de Regulaciones (CFR), cuyo objetivo principal es obtener muestras representativas de material particulado, óxidos de azufre y óxidos de nitrógeno, entre otros [1]. Este código, actualmente, es la principal referencia técnica considerada en el “PROTOCOLO PARA EL CONTROL Y VIGILANCIA DE LA CONTAMINACIÓN ATMOSFÉRICA GENERADA POR FUENTES FIJAS”, el cual fue emitido por el MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL en Abril de 2010 [2]. En el protocolo se adoptan los métodos EPA y se referencian acorde con el proceso industrial a monitorear. Del protocolo cabe anotar, que declara la necesidad de estimar las incertidumbres asociadas a las mediciones realizadas, pero no brinda lineamientos con rigor metrológico para realizar dichas estimaciones, ni declara la necesidad de garantizar la trazabilidad de las mediciones realizadas.

El monitoreo en fuentes fijas puntuales con chimeneas de tiro natural o forzado implica la evaluación de velocidades comprendidas entre los 3 m/s y los 17 m/s.

2.1.2 Ventilación Natural y Forzada de Recintos

En segundo lugar se encuentran las aplicaciones de ventilación en recintos, principalmente para garantizar la seguridad de personal en sitios confinados como recipientes, minas subterráneas, etc. En estos casos existen lineamientos de ventilación definidos por las normas de salud ocupacional aplicables y cuya verificación solo es posible mediante la medición de la velocidad del aire de renovación, que permite inferir según el área del conducto o túnel, el caudal de aire fresco administrado, o de vapores y gases extraídos.

En el sector minero los niveles de ventilación para túneles subterráneos se encuentran reglamentados por el Decreto No. 1335 de Julio 15 de 1987 “Reglamento de seguridad en las labores subterráneas” [3]. En el Título II Ventilación de dicho decreto, se establecen las velocidades del aire (máximas y mínimas), requeridas para garantizar una adecuada aireación. En las aplicaciones de ventilación, las velocidades son considerablemente bajas, requiriéndose mediciones en un alcance de 0,1 m/s a 6 m/s.

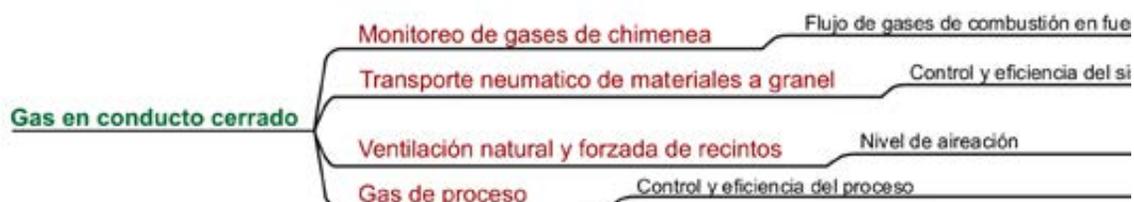


Figura 1. Aplicaciones en Conductos Cerrados

2.1.3 Gases de Proceso (Determinación de Caudal)

A nivel industrial existen procesos cuyo caudal debe ser estimado para efectos de controlar el proceso y mantenerlo dentro de límites de eficiencia aceptables. Tal es el caso del suministro de aire en sistemas de transporte neumático, en los cuales la velocidad del aire como fluido de arrastre es clave para garantizar el óptimo desempeño del sistema. Aunque es posible mediante la promediación sistemática de las mediciones puntualmente realizadas (en una posición determinada de la sección transversal), obtener el caudal del fluido de interés, la técnica puede requerir mucho trabajo y la incertidumbre de las mediciones obtenida es alta, para los requerimientos de proceso. Por esta razón se prefiere el uso de caudalímetros en lugar de medidores de velocidad.

En algunas aplicaciones como laboratorios farmacéuticos, campanas de extracción, secado de materiales, cabinas y hornos de pintura e incluso hornos para cerámica y ladrillos, la evaluación de la extracción eficiente de vapores, y la presencia de puntos muertos o de baja velocidad, que impiden obtener un secado u horneado homogéneo del producto, puede ser de interés.

2.2 Medición de la velocidad de un gas en espacios abiertos

La medición de la velocidad de gases en espacios abiertos se encuentra principalmente relacionada con la medición de la velocidad de los vientos en el ámbito meteorológico y aeronáutico. Sin embargo, existen algunas otras aplicaciones, como las recreativas, en las cuales la velocidad del viento es determinante para la seguridad y el buen desempeño de la actividad.

2.3 Meteorología (Velocidad y dirección del Viento)

La medición de velocidad del viento es la aplicación más difundida, su registro se realiza en estaciones meteorológicas y se utiliza para predecir el estado del tiempo, controlar operaciones aéreas y validar modelos meteorológicos. En Colombia, actualmente existen más de 300 estaciones meteorológicas ubicadas en aeropuertos, ciudades y zonas rurales, las cuales

conforman redes meteorológicas coordinadas por instituciones tales como: IDEAM, AEROCIVIL, FEDERACAFÉ, centros de investigación, y universidades, entre otros.

La información provista sobre la velocidad y dirección del viento en superficie, es además utilizada en sectores tales como: la arquitectura y la construcción para el cálculo de estructuras, y es determinante en la evaluación de potenciales Eólicos. Bajo condiciones normales y de acuerdo con el Atlas de Viento y Energía Eólica de Colombia[4], la velocidad de los vientos en superficie no supera los 11 m/s.

Las aplicaciones comunes de medición de la velocidad en gases, expuestas hasta el momento, permiten concluir que éstas se efectúan bajo condición de flujo subsónico y se pueden considerar incompresibles, limitando el alcance de interés a bajas velocidades, generalmente inferiores a los 17 m/s.

3 TECNOLOGÍAS PARA LA MEDICIÓN DE VELOCIDAD DE GASES

La medición de velocidad de gases es una magnitud relacionada con el caudal volumétrico, tanto, que los medidores de velocidad más utilizados comparten principios de operación similares a los medidores de caudal más comunes. En la Tabla 3, se describen los tipos de medidores de velocidad comercialmente disponibles y su principio de operación, y en la Tabla 1 se resumen algunas características y desempeño metroológico típicos, que permite obtener una comparación de las tecnologías.

4 ASEGURAMIENTO METROLÓGICO Y TRAZABILIDAD

La revisión de las tecnologías de medición para velocidad de gases y sus aplicaciones, pone en evidencia la necesidad de aseguramiento metroológico para esta magnitud, por lo cual es necesaria la calibración con periodos que oscilan entre uno y cinco años [5], [6] dependiendo de la tecnología, las condiciones de trabajo del medidor y los requerimientos del usuario.

4.1 TÚNELES DE VIENTO

Por tratarse de una magnitud asociada a un fenómeno de flujo (caudal), la calibración de medidores de velocidad en gases, requiere de una instalación para la generación del fenómeno bajo condiciones controladas y de un patrón de referencia trazable a patrones del SI⁴. La instalación utilizada es conocida como túnel de viento (Fig. 2) y se pueden presentar diversas configuraciones, entre otras: circuito abierto o circuito cerrado, flujo inducido

Instrumento	Tipo	Principio	Alcance m/s	Clase o EMP ^a	Costo
Pitot Estándar y S	Raíz cuadrada	Presión Dinámica	1 - 50	3% E.T. ²	Bajo
Pitot Tipo S	Raíz cuadrada	Presión Dinámica	1 - 50	4% E.T. **	Bajo
Anemómetro de Copa	lineal	Mecánico	1 - 75	1% L.L. ³ - 2% E.T.	Medio
Anemómetro de paletas	lineal	Mecánico	1 - 60	3% L.L. - 2% E.T.	Bajo
Anemómetro de propela o turbina	lineal	Mecánico	1 - 65	2% L.L. - 2% E.T.	Medio
Anemómetro de hilo caliente	lineal	Térmico	0,5 a 30	2% E. T.	Medio
Anemómetro Ultrasónico	lineal	Ultrasónico	0,1 - 60	0,1 m/s (V<5m/s) 1% L.L. (v ≥ 5 m/s)	Alto
Anemómetro LDA	lineal	Óptico	0,1 - 300	0,30%	Alto

^aError Máximo Permisible.

** Para una alineación mejor a 15° del flujo.

Tabla 1. Medidores de Velocidad de gases⁵

o forzado, subsónicos, transónicos, supersonicos o hipersónicos, aunque, debido a las bajas velocidades de interés en las aplicaciones comunes, son aplicables solo los túneles subsónicos.

El diseño interno del túnel puede variar con el fin de proveer condiciones de flujo lo suficientemente estables como para lograr un perfil uniforme y sin fluctuaciones significativas, lo cual se logra mediante la utilización de elementos tales como, zonas de contracción de flujo, acondicionadores de flujo, y pantallas (screens). Usualmente el intervalo de trabajo puede encontrarse entre los 0,5 m/s hasta los 60 m/s [7].

A nivel internacional existen normas y recomendaciones de instituciones tales como ASTM, ISO, IEC, y MEASNET, entre otras, que especifican los requerimientos básicos de un túnel de viento para la calibración de medidores de velocidad. Un resumen de tales requerimientos es presentado en la Tabla 2 [8].

4.2 PATRONES DE REFERENCIA

Para proveer trazabilidad a las mediciones realizadas en túneles de viento, tradicionalmente se han utilizado tubos Pitot tipo L, asociados a micromanómetros electrónicos, pero este tipo de patrón posee una desventaja, su alta incertidumbre, que radica en la dificultad de medir muy bajas presiones (< 200 Pa). A pesar de ello continúan siendo un patrón económico y fiable para proveer trazabilidad. Tal es el caso, que en la reciente Comparación Euromet.M.FF-K3 [9], fue utilizado como patrón de transferencia un Tubo Pitot con Amplificador, desarrollado por NMI-VSL⁵.

En la actualidad, los LDA, se imponen como patrones de referencia, debido a su baja incertidumbre, la



Figura 2. Túnel de viento de circuito abierto y flujo inducido (IPT en Sao Paulo)

¹ Características típicamente declaradas por fabricantes de equipos acorde con la tecnología del instrumento.

² Escala Total

³ Lectura Indicada

⁴ Sistema Internacional de Unidades, abreviado SI del francés: Le Système International

⁵ NMI-Van Swinden Laboratoriu

⁶ Las incertidumbres declaradas en el presente artículo corresponden a Incertidumbres expandidas (k=2)

Característica	Descripción	Requerimiento
Relación de Bloqueo	Relación del área frontal del Anemómetro y su base, al área del túnel en la sección de prueba.	<0,1 para sección de prueba abierta <0,05 para sección de prueba cerrada
Capacidad	Alcance de velocidad controlada que puede obtener el túnel	Al menos el 50% del alcance de los Anemómetros a calibrar.
Uniformidad del Flujo	Diferencia porcentual de la velocidad del aire sobre la sección de prueba	< 0,2% en dirección longitudinal, transversal y vertical
Gradiente de velocidad horizontal	Diferencial de presión dinámica en el área cubierta por el anemómetro	< 0,2 %
Intensidad de turbulencia	Relación entre la velocidad instantánea del Anemómetro patrón y la velocidad media del túnel	< 2 %
Uniformidad de la densidad	Máxima diferencia de la densidad del aire en la sección de prueba	< 3%
Estabilidad	Variación máxima de la velocidad del túnel durante una prueba.	±0,2 m/s
Sistema de adquisición de Datos	Resolución	±0,02 m/s
	Frecuencia de registro	≥10 Hz

Tabla 2. Requerimientos Túnel de Viento

ventaja de ser una tecnología no intrusiva y la posibilidad de medir la velocidad en los tres ejes.

La calibración de los patrones de referencia generalmente es realizada en un laboratorio de mayor jerarquía, incluso NMI, los cuales han desarrollado métodos para que las mediciones de la magnitud principal (velocidad) y las magnitudes asociadas sean trazables al SI.

En el caso de los Pitot tipo L, no existe un método primario de calibración, simplemente se verifica la forma del Pitot y se controlan las condiciones del túnel para aproximarse al comportamiento ideal basado en el principio de Bernoulli (Ver Ec 1). Actualmente, se han desarrollado métodos para evaluar el coeficiente C_{PL} de los Pitot, permitiendo la corrección de la velocidad por efectos tales como la intensidad de turbulencia, el factor de compresibilidad, y la carencia de uniformidad en la sección de prueba[10].

En la calibración de los LDA es principalmente utilizado el método del disco en rotación, que consiste en determinar la velocidad tangencial de un elemento ubicado sobre el disco, a un radio conocido, y el cual gira a una velocidad angular conocida [11]. De esta manera se obtiene trazabilidad a patrones de longitud y tiempo.

Actualmente es posible reproducir y medir velocidades en túneles de viento, con incertidumbres comprendidas entre 0,1% y 10%⁶ dependiendo principalmente del patrón de referencia y el intervalo de medición [6]. Para obtener una visión del grado de desarrollo en torno a los túneles de viento y los patrones utilizados para brindar trazabilidad a las mediciones de velocidad, se presenta en la Tabla 4 algunos de los principales países y laboratorios que han participado en las KC del CIPM.

5 PANORAMA Y DESAFÍOS A NIVEL NACIONAL

A nivel nacional, la información disponible es escasa. Existen algunos túneles de viento, cuyos usos se enfocan, principalmente, hacia aplicaciones aerodi-

(1) Tubo Pitot

Los tubos pitot datan del siglo XVIII, y su principio se basa en el hecho que la velocidad del fluido es proporcional a la raíz cuadrada de la presión diferencial (dinámica) obtenida. Existen dos tipos comunes:

- 1 **Pitot Estándar**, tipo L, o también llamado Prandtl, en honor a su inventor, quien combinó un tubo pitot con un anillo piezómetro para obtener la presión dinámica del flujo. La velocidad es obtenida matemáticamente, mediante la Ec 1, que resulta de la aplicación del principio de Bernoulli para flujo incompresible:
Ec 1.

$$V = C_{PL} \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot P_d}{\rho_{gas}}}$$

V : Velocidad del gas [m/s]
 C_{PL} : Coeficiente de flujo del Pitot ($\cong 1$)
 P_d : Presión Dinámica [Pa]
 ρ_{gas} : Densidad del gas [kg/m³]

- 2 **Pitot Tipo S (Stausscheibe)**, cuyo principio de operación es similar al tipo L, pero solo cuenta con un orificio para sensar la presión estática. La presión dinámica es obtenida como la diferencia entre la presión total del orificio que se enfrenta al flujo y la presión estática del orificio opuesto.

Este tipo de medidores posee poca sensibilidad a bajas velocidades, debido a la pequeña presión diferencial que se genera, y se ven afectados por el desalineamiento respecto a las líneas de flujo. El coeficiente (ideal) de flujo del Pitot L es 1 y el del tipo S es 0,84. Sin embargo, bajo condiciones reales este coeficiente varía con cada Pitot, motivo por el cual es necesaria la calibración del ensamble Pitot + medidor de presión diferencial en un túnel de viento, utilizando como referencia un patrón trazable.

(2) Anemómetro de Copa, Molinete o Cazoleta

Este anemómetro está constituido por un eje, que se ubica en posición vertical, al cual se conectan 3 brazos con copas generalmente hemisféricas. Al actuar la fuerza del viento sobre las copas, las hace girar proporcionalmente a la velocidad (del viento), independientemente de su dirección y por eso son considerados omnidireccionales, en el plano horizontal.

El registro de la velocidad se puede realizar en cartas de papel, en cuyo caso son llamados anemógrafos, pero actualmente, con los avances en la electrónica, poseen registro en memorias no volátiles. La mayoría tiene salida analógica en tensión o corriente, proporcional a la velocidad, aunque la tendencia es el uso de salidas en frecuencia.

En estos anemómetros, la simetría, el momento de inercia, y el torque por fricción en torno del eje de giro, son claves para obtener un buen desempeño metrológico. Bajo condiciones de viento estable el anemómetro de copa posee un comportamiento lineal (ver Ecuación 2), pero es sensible a la turbulencia, ya que genera sobrerrevolución y errores sistemáticos, especialmente cuando la magnitud de interés es la velocidad promedio sobre una base de tiempo.

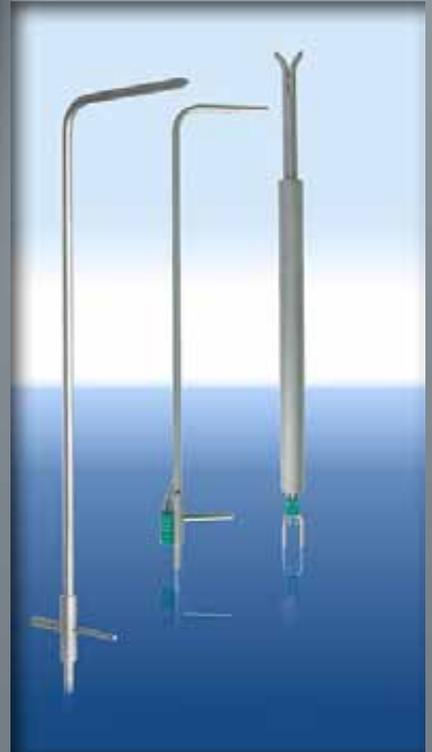
Bajo condiciones ideales, la velocidad indicada por el anemómetro se puede representar por la Ec 2.

Ec 2.
$$V = f \times r \times S = S \times l$$

- V : Velocidad horizontal del viento [m/s]
 r : Radio del centro de giro al centro de las copas [m]
 f : Factor del Anemómetro, que depende del diámetro de la copa y el radio r . Varía de 2,5 a 3,5.
 S : Velocidad angular en rad/s
 l : Distancia calibrada⁷ [m]; longitud de la columna de aire que ha pasado a través del anemómetro, cuando éste ha girado un ángulo correspondiente a un radián.

Su principal aplicación se halla en las estaciones meteorológicas, y debido al auge de las energías renovables como la Eólica, en las últimas décadas se han desarrollado grandes avances en la caracterización y normalización de este instrumento, puesto que se podría generar un alto impacto financiero al proyectar un parque eólico con base en un potencial sobreestimado.

⁷ No debe confundirse el término "Distancia Calibrada" con "Constante de distancia", definida como la longitud de la columna de aire que ha pasado para que la respuesta del Anemómetro sea el 63% de su respuesta total. Esta definición es aplicable a cualquier tipo de Anemómetro mecánico.



Izq. y centro: Pitot Tipo L - Der. Pitot Tipo S
http://img.directindustry.fr/images_di/photo-g/tube-de-pitot-266584.jpg



Anemómetro de Copa
http://www.volker-quaschnig.de/fotos/messung/Anemometer_1024x768.jpg



Anemómetro de Paletas
<http://www.ruby-electronics.com/images/mtr-dt-619-d.jpg>

(3) Anemómetro de Paletas

Poseen un rotor que gira a velocidad angular proporcional a la velocidad del fluido. El rotor es diseñado para extraer la mayor cantidad de energía del flujo, manteniendo la proporcionalidad y al igual que los demás anemómetros mecánicos (Copa y Propela), la simetría, el momento de inercia y la fricción en el eje de rotación son claves para el desempeño metroológico del instrumento.

Inicialmente fueron desarrollados para aplicaciones fijas, pero se han convertido en uno de los anemómetros portátiles más populares, pues en combinación con otros sensores de magnitudes tales como presión, temperatura y humedad relativa, permiten el registro continuo de las variables ambientales básicas.

Los anemómetros de paletas presentan errores debido principalmente a las fluctuaciones laterales del fluido y al deterioro mecánico del rotor (alta fricción).



Anemómetro de Propela
http://www.volker-quaschnig.de/fotos/messung/Fluegelrad_1024x768.jpg

(4) Anemómetro de Propela

Basado en el funcionamiento de los antiguos molinos de viento, este tipo de anemómetro provee la velocidad y dirección del viento. En este caso un eje horizontal, que gira libremente sobre un eje vertical, posee una hélice en uno de sus extremos y una aleta en el extremo opuesto, la cual actúa como timón, manteniendo enfrentada la hélice a la corriente de viento predominante.

La proporcionalidad entre la velocidad angular de la hélice y la velocidad del viento puede describirse mediante la misma ecuación aplicable a los anemómetros de copa.

Ec 3.

$$V = S \times l$$

- V: Velocidad del viento [m/s]
- S: Velocidad angular [rad/s]
- l: Distancia calibrada [m]; longitud de la columna de aire que ha pasado a través del anemómetro, cuando éste ha girado un ángulo correspondiente a un radián.

(5) Anemómetro de Hilo Caliente

El más común consiste de un hilo de Platino o Tungsteno, muy fino (Aprox. 4 μm a 10 μm de diámetro y 1 mm de longitud), que se calienta algunos grados sobre la temperatura ambiente. Al pasar el flujo de aire se genera un efecto de enfriamiento por convección, que varía la resistencia del hilo. Debido a que ésta depende de la temperatura, es posible relacionar la resistencia del hilo con la velocidad del flujo, a partir de la potencia eléctrica suministrada.

Dependiendo del arreglo electrónico utilizado para transducir la velocidad, existen tres tipos comunes, según la variable a mantener constante:

- CCA: Anemómetro de corriente constante
- CVA: Anemómetro de voltaje constante
- CTA: Anemómetro de temperatura constante.

Este tipo de anemómetro posee una respuesta rápida y permite evaluar pequeños cambios de velocidad, por lo que es muy utilizado a nivel de investigación para evaluación de efectos de turbulencia. Sus desventajas radican en lo delicado que es el hilo, debido a sus pequeñas dimensiones, y la alta sensibilidad al material particulado, que puede contaminar el sensor, y generar desviaciones en su indicación.

En la configuración estándar de los sensores, el hilo se ubica perpendicular al flujo, situación que los hace sensibles al desalineamiento, pero que ha sido parcialmente solucionada con la implementación de hilos en los tres ejes coordenados.

Existen variaciones en la forma (bi y triaxiales) y el tipo de sensor, tales como las fibras de cuarzo o microformas recubiertas de níquel, las cuales son más robustas que los sensores tipo hilo, pero poseen una respuesta más tardía.

Matemáticamente, bajo condiciones estables y despreciando efectos de conducción y radiación, la velocidad del fluido se puede aproximar al considerar que la potencia eléctrica suministrada es igual a la energía disipada por efecto de convección en el hilo. En la Ec 4 se presenta la solución analítica

Ec 4.

$$V = \left(\left(\frac{I^2 R_0 (1 + \alpha(T_c - T_{ref}))}{A_c (T_c - T_f)} - a \right) / b \right)^{1/c}$$

- V: Velocidad del gas [m/s]
- I: Corriente Eléctrica
- R_0 : Resistencia eléctrica del cable a condiciones de referencia
- α : Coeficiente lineal de resistencia térmica
- A_c : Área transversal del cable
- T_c : Temperatura del cable
- T_{ref} : Temperatura de referencia
- a, b, c: Constantes



Arriba: Anemómetro de Hilo Caliente
Abajo: Sonda Triaxial CTA
<http://news.thomasnet.com/companystory/Economical-Hot-Wire-Anemometer-Series-HHF42-823026>



Anemómetro Ultrasonico-Principio Tiempo de Transito
http://en.wikipedia.org/wiki/File:Eddy_Covariance_IRGA_Sonic.jpg

(6) Anemómetro Ultrasonico

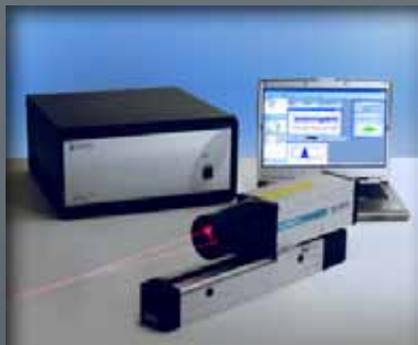
Este instrumento comparte el principio de tiempo de tránsito utilizado por los medidores de caudal, que en esencia son medidores de velocidad. Su operación consiste en la emisión simultánea de pulsos, desde un par de transductores-receptores enfrentados a una distancia L (Ver Ec 5). Los pulsos llegarán al mismo tiempo al transductor opuesto, cuando la velocidad del aire es cero, pero se presentará una diferencia en el tiempo de tránsito, cuando se presente flujo y la velocidad sea diferente de cero.

Estos Anemómetros pueden poseer 1, 2 o 3 trayectorias, con longitudes de 10 cm a 20 cm, que permiten obtener la velocidad en los tres ejes coordenados. Poseen una alta velocidad de respuesta, incluso superior a los anemómetros de hilo caliente, por lo cual son utilizados para evaluación de turbulencia. Al no poseer partes móviles, requieren menos mantenimiento que los anemómetros mecánicos, por lo que su uso se ha extendido en estaciones meteorológicas. Sin embargo, poseen desventajas como la distorsión de las líneas de flujo debido a los soportes de los transductores, lo cual hace necesaria su caracterización y calibración en un túnel de viento. Adicionalmente, en presencia de lluvia la velocidad del sonido puede variar, generando desviaciones en la indicación de velocidad.

Ec 5.

$$V = \frac{L}{2} \cdot \left(\frac{1}{t_{AB}} - \frac{1}{t_{BA}} \right)$$

- V: Velocidad del viento [m/s]
- L: Longitud de la Trayectoria entre transductores [m]
- t_{AB} : Tiempo de tránsito de A => B [s]
- t_{BA} : Tiempo de tránsito de B => A [s]



Anemómetro laser Doppler - Principio LDA
<http://www.dantecdynamics.com/files/billeder/NewsEvents/Flowexplorer2dw.jpg>

(7) Anemómetro Láser Doppler

Los Anemómetros Láser Doppler, infieren la velocidad de un gas a partir de las partículas arrastradas por el flujo, lo cual implica que la corriente de gas debe poseer partículas comprendidas entre los 0,5 μm hasta 5 μm, tamaño máximo para el cual se puede considerar que las partículas viajan a la misma velocidad del gas.

Un haz de luz es dividido en dos haces de diferente frecuencia, que se re-enfocan para cruzarse en un pequeño volumen de unos cuantos milímetros, fuera del anemómetro (por lo que se constituye en un instrumento no intrusivo). La intensidad de la luz es modulada debido a la interferencia entre los haces, formando franjas de alta intensidad y es posible definir la distancia entre las franjas (d_f) a partir de la longitud de onda de la luz láser (λ) y el ángulo formado entre los haces (θ). Al pasar las partículas por el volumen formado, se interrumpen los haces con una frecuencia (f_D) proporcional a la velocidad de las partículas

Ec 6.

$$V = d_f \cdot f_D = \frac{\lambda \cdot f_D}{2 \cdot \text{sen}\left(\frac{\theta}{2}\right)}$$

- V: Velocidad del gas [m/s]
- d_f : Distancia entre franjas de luz [m]
- λ : Longitud de onda [m]
- f_D : Frecuencia Doppler (Hz)
- θ : Ángulo entre los haces que forman el volumen de prueba.

Es posible intersecar haces en los 3 planos ortogonales con el objeto de evaluar la velocidad en las tres direcciones, razón que lo hace muy útil en áreas de investigación de fenómenos de flujo y como patrones de referencia en Laboratorios.

País	Laboratorio	Método o Patrón de referencia	Alcance de Medición [m/s]	Incertidumbre % [±]
Estados Unidos	NIST	LDA – Disco rotativo	0,3 - 10,2	1,5 - 0,4
Suiza	METAS	Medidor portátil en túnel abierto	0,02 - 13	25 - 0,14
Alemania	PTB	1. LDA - Disco rotativo 2. LDA - túnel abierto 3. LDA - túnel cerrado	0,1 - 15 0,5 - 60 0,2 - 60	0,10 5,0 - 0,08 0,50
Holanda	NMI	Medidor portátil en túnel abierto	0,1 - 1,0 1,0 - 50	30 - 1,0 1,0
Brasil	IPT	Tubo Pitot L Hilo Caliente (CTA)	2 - 40	---
México	Labinthab	LDA	5 - 30	---
Francia	CETIAT	LDA	0,05 - 2 0,15 - 40	20 - 1,0 6 - 0,6
Turquía	UME	Tubo Pitot L	0,50 - 20	0,9
Lituania	VMT/LEI	Tobera convergente Pitot L en túnel cerrado	0,2 - 3,0 3,0 - 60	7,0 - 3-0 3,0 - 1,0
Estonia	UTC	Tobera	4,0 - 40	4,0 - 2,0

Tabla 4. Túneles de viento y Patrones para aplicación Metrológica [9], [10], [11]

para proveer trazabilidad y asegurar las mediciones de velocidad en gases.

En relación a la infraestructura, si se desea implementar, para Colombia, un túnel de viento con un LDA o CTA como patrón de referencia, se puede requerir de grandes inversiones para su adquisición, mantenimiento y trazabilidad. Por ejemplo, para el caso de Cuba, el túnel adquirido a inicios de 2010, tuvo un costo de 100.000 Euros [12], esto excluyendo el valor del patrón de referencia, que para el caso de un LDA, puede llegar a costar 80.000 USD.

námicas (EAFIT, Aerocivil, Universidad Nacional, Universidad Los Libertadores y Alphametrología Ltda, entre los que se tiene conocimiento) más que para su aplicación metrológica. Incluso se desarrolló recientemente por parte de la Universidad EAFIT y la Universidad de los Andes, con apoyo de la Universidad de Alberta (Canadá), un túnel de viento virtual, en un ambiente colaborativo, que permitirá realizar estudios de Aerodinámica, Aeronáutica, Arquitectura, etc. con todas las ventajas que las soluciones CFD⁹ provee, sin embargo, la trazabilidad para las mediciones solo puede ser provista mediante la comparación directa de las indicaciones del instrumento de interés y un patrón trazable al SI, en un espacio que permita reproducir la velocidad de un gas bajo condiciones controladas. Lo interesante de este desarrollo para el ámbito metrológico, es la aplicación que del mismo puede realizarse para diseñar, desarrollar u optimizar las instalaciones (túneles de viento), con el objeto de proveer secciones de acondicionamiento de flujo y de prueba que provean características de desempeño, como las tratadas en la Tabla 2.

Tal y como se expuso en el numeral 2, en Colombia existen normativas, regulaciones, y aplicaciones que requieren del aseguramiento de la velocidad de gases, principalmente gases de chimenea, vapores y aire bajo condiciones cercanas a las atmosféricas. Empero, el país no cuenta actualmente con el capital humano, el conocimiento y la infraestructura metrológica, que se constituyen en los principales recur-

Al evidenciar las necesidades y falencias tratadas con anterioridad, el CDT de GAS, inició estudios y desarrollos con los que pretende:

- Formar personal en el área de la metrología de la velocidad en gases
- Proveer trazabilidad y garantizar las mediciones de velocidad en gases
- Evaluar el desempeño de los instrumentos de medición de las tecnologías comúnmente utilizadas en el país y aquellas emergentes.
- Realizar estudios de los fenómenos de flujo que afectan las mediciones de velocidad.

Los primeros avance y desarrollos obtenidos por el CDT de GAS, en esta materia son descritos a continuación.

6. DESARROLLOS Y AVANCES OBTENIDOS EN EL CDT DE GAS

Tal y como fue proyectado, el Banco de Alto Caudal desarrollado por el CDT de GAS, inició en 2010 su aplicación en una nueva área de estudio, como lo es la Anemometría. Para ello se diseñó, construyó y caracterizó un dispositivo (túnel de viento) de 300 mm de diámetro interno en su sección de prueba, que acoplado al Banco (Ver Fig. 3) permite realizar estudios sobre el desempeño de medidores de velocidad, calibrar instrumentos de diversas tecnologías y servir

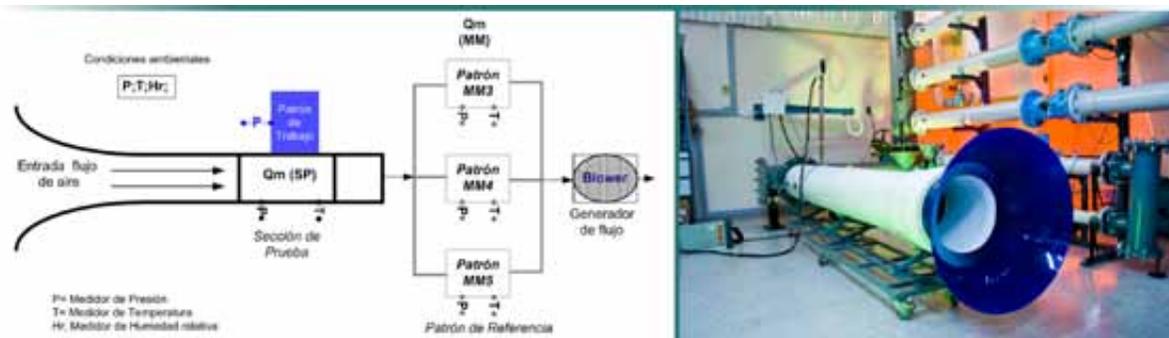


Figura 3. Concepto del Prototipo de túnel de viento - Izq: Fotografía del Túnel

Tipo de Túnel	Abierto Subsónico Aspirado
Sección de prueba circular	$\phi = 300$ mm y long: 1000 mm
Patrón de referencia	Medidores Volumétricos tipo Turbina
Trazabilidad	PTB de Alemania (Volumen) SIC y otros (Presión, Temperatura, tiempo, %HR)
Alcance del Túnel y patrones de Referencia	0,5 m/s a 20 m/s
Incertidumbre	4 m/s a 20 m/s U= 10 % L.I. a 3 % L.I. (k=2)
Patrón de Trabajo (Pitot L)	
Instrumentos a Calibrar	Pitot L y S, Paleta, Hilo Caliente y Ultrasonico ⁹

Tabla 5. Características del Túnel de Viento del CDT de GAS

de instalación de experimentación y entrenamiento para la apropiación y generación de conocimiento en temas como fenómenos de flujo y trazabilidad en la magnitud velocidad.

El concepto se basa en la Ley de la conservación de la masa y la Ley de gases ideales, mediante las cuales es posible evaluar el caudal volumétrico a condiciones de la sección de prueba, y al caracterizar la forma del perfil sobre el alcance de velocidad del Túnel, es posible conocer la velocidad puntual reproducida como función del radio de la sección. Para calibrar el instrumento de interés, este se ubica en el túnel a una profundidad fija correspondiente a la velocidad media del flujo, y a partir de la caracterización, se realiza la corrección por la forma del perfil de velocidad. Un método similar para brindar trazabilidad a instrumentos de velocidad de gas es utilizado por NMI-VSL [10].

Como resultado de los esfuerzos realizados por el CDT de GAS para proveer trazabilidad a las mediciones de velocidad en gases, la Corporación logró consolidar un prototipo de Túnel de viento, que cumpliendo con los requisitos de la ISO/IEC 17025, posee las características que se listan en la Tabla 5. Se prevé entonces, iniciar la prestación de servicios de calibración, a partir del 2011.

7 CONCLUSIONES

- Las tecnologías de medición se encuentran disponibles, pero, para hacer un buen uso de ellas y optimizar recursos, en la adquisición, mantenimiento, operación y aseguramiento metrológico, es necesario adquirir una base de conocimiento que permita tomar decisiones acorde con el nivel tecnológico de nuestro país y los requerimientos de los procesos de medición de velocidad en gases.
- La medición de velocidad de gases representa un nuevo reto tecnológico, que de igual manera al caso de volumen y caudal, desarrollado por el CDT de GAS, debe ser estudiado a profundidad para apropiar y aplicar los conocimientos en pro del aprovechamiento de las tecnologías disponibles.
- Es necesario aunar esfuerzos y aprovechar herramientas, que como el Túnel Virtual desarro-

llado por las universidades EAFIT, LOS ANDES, y ALBERTA, permitirían reducir el ciclo de desarrollo de instalaciones para aplicaciones metrológicas, optimizando los recursos disponibles en el País.

• Los desarrollos realizados con el prototipo de viento del CDT de GAS se constituyen en un primer esfuerzo hacia el establecimiento de una cadena

de trazabilidad, para algunos de los más comunes instrumentos de medición de velocidad en gases (Pitot, Paletas, hilo caliente y ultrasonico), el cual fue posible gracias al aprovechamiento alternativo del Banco de Alto Caudal y la identificación de las necesidades de trazabilidad a través de los procesos de vigilancia tecnológica.

- Ante el amplio panorama que representa el aspecto metrológico de la Velocidad en Gases, el CDT de GAS continuará realizando avances, en compañía de instituciones interesadas, para brindarle al país, los recursos que le permitan asegurar las mediciones y desarrollos de esta importante magnitud.

8 BIBLIOGRAFÍA

- Manual del Inventario de emisiones de fuentes fijas - IEFI. Empresas Públicas de Medellín. Universidad Pontificia Bolivariana. Junio 2008
- MAVDT. Protocolo para el control y vigilancia de la contaminación atmosférica generada por fuentes fijas. Abril de 2010
- MINMINAS. DECRETO No. 1335 de Julio 15 de 1987 Mediante el cual se expide el reglamento de seguridad en las labores subterráneas.
- MAVDT - IDEAM - UPME. Atlas de Viento y Energía Eólica de Colombia. 2006
- Risø National Laboratory. ACCUWIND - Accurate Wind Speed Measurements in Wind Energy. Denmark 2006.
- T.T. Yeh y J.M. Hall. Airspeed Calibration Service. Fluid Metrology Group. NIST Special Publication 250-79.
- Diseño y Construcción de una Instalación para la Calibración de Medidores de Velocidad de Aire utilizando como Patrón el Banco de Alto Caudal del CDT de Gas. Jair Fernando Angarita, Proyecto de Grado, Ingeniería Mecánica. Director, Javier Rugeles; Codirector, Luis Eduardo García, CDT de GAS. Universidad Industrial de Santander.
- Coquilla V. Rachael. Review of Anemometer Calibration Standards Otech Engineering, Inc., Davis, CA.
- Euromet M.FF-K3 Key Comparison for Airspeed Measurements Draft B, 2008.
- CIPM. CCM.FF-K3, Final Report on the CIPM Air Speed Key Comparison, 2007.
- T.T. Yeh and J. M. Hall. Uncertainty of NIST Airspeed. 2008
- <http://www.granma.cubaweb.cu/2010/04/07/nacional/artic18.html>
- APMP.M.FF-K3 Final Report Draft B on the APMP Air Speed Key Comparison. July, 2010 (Revised)
- Eslava T. Guilbaldo y otros. La calibración anemométrica para el recurso eólico. Caos Conciencia 4:5-11, Labinthap Universidad de Quintana, 2009.
- http://www.nist.gov/pml/process/fluid/air_speed.cfm
- Bernie Leland et al. Correction of S-Type Pitot-static Tube Coefficients When Used for isokinetic sampling from Stationary Sources. Engineering Research Institute. Dpt. Of Mechanical Engineering, Iowa State University Julio 1977
- Bela G. Liptak. Flow Measurement. 2003.

⁸ La mayor incertidumbre relativa corresponde a la menor velocidad.

⁹ Computational Fluid Dynamics.

¹⁰ La limitación actual es debida a la relación de bloqueo debido al pequeño tamaño de la sección de prueba eatura Indicada.

GAS NATURAL LICUADO

Alternativa de Abastecimiento para Colombia y Estado del Arte de su Metrología

Erik S. Tapias Chávez (etapias@cdtdegas.com)
Raúl Alonso Anaya (ranaya@cdtdegas.com)

Resumen:

El actual crecimiento en la demanda energética del país y la falta de hallazgos de nuevos campos de explotación de gas natural, que garanticen el autoabastecimiento de este energético en el futuro, ha despertado la iniciativa del gobierno y de una buena parte del sector gas, para encontrar alternativas de abastecimiento, que sean confiables y brinden estabilidad en el largo plazo. Una de estas alternativas corresponde a la importación de GNL, el cual sería transportado por barcos metaneros hasta terminales de regasificación que podrían ser construidas en las costas colombianas. El presente documento muestra un panorama actual sobre la cadena del GNL (licuefacción, transporte, regasificación y almacenamiento), así como los esfuerzos por dar solución, a sus problemas de medición.



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

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

1. INTRODUCCIÓN

Colombia, como país en vía de desarrollo, tiene una demanda de gas natural de aproximadamente 800 MPCD a diciembre del 2010, de los cuales, el mayor demandante es el sector industrial, seguido de cerca por otros como el sector residencial, el comercial, el GNV y la refinación. Adicionalmente, el país exporta a Venezuela a través del gasoducto Guajira-Maracaibo, aproximadamente 160 MPCD, para un total de 960 MPCD.

De acuerdo con el documento del Plan de Abastecimiento para el Suministro y Transporte de Gas Natural Versión 2010 [1], expedido por el Ministerio de Minas y la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética), se prevé como escenario base, para el periodo comprendido entre 2011 y 2020, una tasa de crecimiento media de 4,0%, alcanzando una demanda nacional de 1070 MPCD. Para el escenario alto, se espera que la demanda nacional alcance en el año 2020 hasta 1200 MPCD. Es importante resaltar que para el año 2012, se finaliza el contrato de exportación de gas natural a Venezuela a través del gasoducto Guajira-Maracaibo.

Por otra parte, las principales fuentes de producción de gas natural de nuestro país se encuentran en la Costa Atlántica, con los campos de Ballena y Chuchupa, y en el interior del país, en los campos de Cusiana y Cupiagua. Durante el año 2009, los campos de Guajira y Cusiana fueron responsables del 86% del suministro nacional, de los cuales el 66% corresponde a Guajira y 20% a Cusiana, que equivale a 665 y 200 MPCD respectivamente [1].

Concluyeron entonces en [1] (entre otros), que tomando como base la declaración de producción y de reservas probadas de gas natural en Colombia, sin considerar las reservas probables y posibles, la capacidad de autoabastecimiento se estimaba hasta el año 2015 como se aprecia en la Figura 2.

En este sentido, para compensar el posible déficit del energético para las fechas estimadas, se plantearon una serie de alternativas con la finalidad de incrementar el suministro de gas natural, fortalecer el sistema de oferta de gas colombiano y garantizar

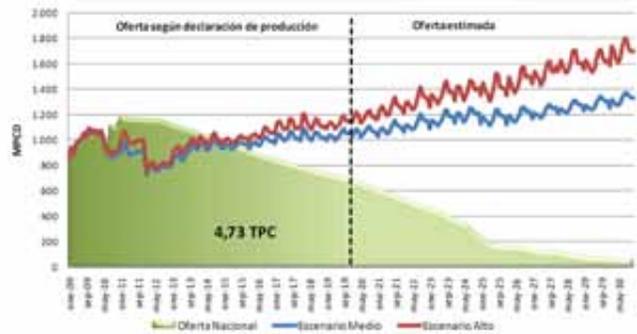


Figura 2. Balance Nacional de Gas Natural. [1]

el abastecimiento del gas por un período de 10 años (Decreto 2687 de 2008). Las soluciones propuestas contemplaron la incorporación de gas no convencional, importación de gas natural desde Venezuela por gasoducto, adición de reservas a partir de nuevos descubrimientos y/o la importación de gas natural licuado GNL (LNG por sus siglas en inglés Liquefied Natural Gas) el cual sería transportado por medio de barcos metaneros posiblemente desde plantas de licuefacción ubicadas en Perú en el Océano Pacífico y/o en Trinidad y Tobago en el Océano Atlántico (consideradas por ser los centros de producción más cercanos a las costas colombianas) y descargados en plantas de regasificación, las cuales serían construidas una posiblemente en Buenaventura y/o la otra en la Guajira.

El GNL no es una industria nueva, existe hace tiempo en muchos países del mundo; incluso en Suramérica ya se está utilizando. Estos países del primer mundo han desarrollado tecnologías y normas para su operación, aprovechamiento y control, y aunque aún persisten algunos problemas en torno a la confiabilidad de las mediciones, el GNL brinda excelentes resultados y garantiza su estabilidad por un tiempo considerable.

Pero, ¿Qué es el GNL? ¿Cómo está constituida la cadena? ¿Cómo asegurar metrológicamente sus mediciones? ¿Cuál es la trazabilidad?, estas son algunas de las incógnitas que se procura resolver en este documento.

2. INDUSTRIA DEL GAS NATURAL LICUADO

2.1 ¿Qué es GNL?

El gas natural licuado es gas natural que ha sido convertido temporalmente a estado líquido, para ser almacenado y/o transportado a presión atmosférica y a una temperatura de -162°C , considerando que la licuefacción reduce en 600 veces el volumen del gas. Las extremas bajas temperaturas del GNL hacen que éste sea considerado como un líquido criogénico (Generalmente sustancias a temperaturas de -100°C o menores son consideradas criogénicas), lo que implica tecnología especial para su manipulación. El GNL es líquido puro, con una densidad inferior a la densidad del agua, alrededor del 45% y está constituido principalmente por metano (aproximadamente 95%, sin embargo, este porcentaje puede variar de acuer-

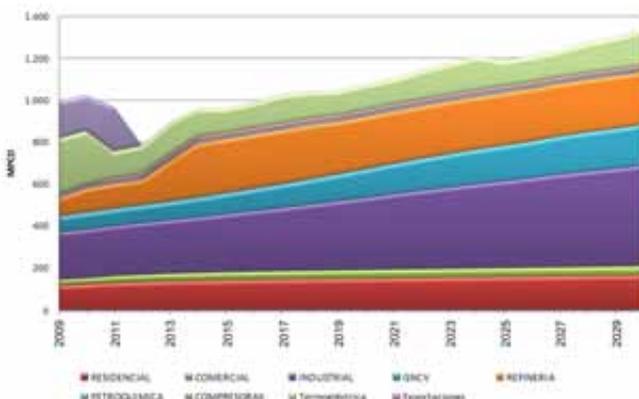


Figura 1. Demanda nacional de gas natural - Escenario base [1].

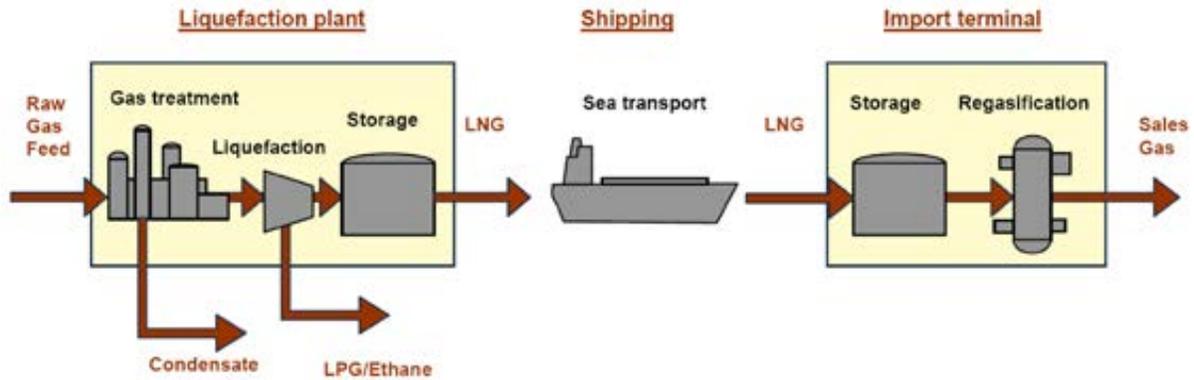


Figura 3. Cadena de procesamiento del GNL

do al punto de procedencia) y una mínima cantidad de otros componentes como etano y nitrógeno. Al igual que en su estado gaseoso, el GNL es incoloro, inodoro, no es corrosivo ni tóxico.

En cuanto a contaminantes, componentes como el agua y el CO_2 son extraídos previamente para evitar que se hagan sólidos cuando el gas es enfriado a -162°C . Un aspecto muy importante a considerar es el extremo cuidado que se debe tener en los procesos de regasificación, dado que el contenido máximo de O_2 presente en el GNL, no debería superar 0,01% molar. Para mayor información es preciso referirse a MET&FLU N°2 [2].

2.2 Cadena de procesamiento

El proceso de GNL es complejo, tanto desde el punto de vista técnico así como del comercial. El proceso inicia desde la explotación en el yacimiento, continúa con el tratamiento preliminar en los pozos, el transporte por tubería a la planta de licuefacción, el llenado de barcos, el transporte a las unidades de re-vaporización y finaliza en la venta y distribución del gas. Para aspectos técnicos de este documento, nos centraremos en tres eslabones principales de la cadena como se muestra en la Figura 3:

- Licuefacción del Gas
- Transporte del Gas
- Regasificación del Gas

2.2.1 Plantas de Licuefacción del Gas

2.2.1.1 Licuefacción

Extraído el gas natural de los diferentes yacimientos y después de un tratamiento previo de acondicionamiento para su transporte, es llevado a través de gasoductos hasta las plantas de licuefacción, donde antes de ser licuado, pasa nuevamente a través de una serie de procesos para separar y remover materiales y componentes no deseados (agua, azufre, CO_2 , H_2S , hidrocarburos pesados, helio, entre otros) con el objetivo de cumplir con los requisitos del proceso y la calidad del gas establecido para el mercado de destino (poder calorífico, índice de Wobbe). Los principales tratamientos del gas antes de la licuación son:

- Extracción del H_2S y CO_2 : para evitar que se generen productos sólidos con la reducción de la temperatura, y eliminar los gases ácidos como el H_2S y CO_2 debido a su poder corrosivo, se realiza la purificación del gas por adsorción del dióxido de carbono y el agua existentes en el mismo, por medio de la aplicación de una corriente inversa de solución de mono-etanol-amina (MEA).
- Etapas de deshidratación y filtrado: Una vez eliminadas las impurezas y los gases ácidos, la corriente principal de gas natural se encuentra saturada de agua debido a que los absorbentes para la eliminación de gases ácidos siempre se utilizan disueltos en agua, por lo tanto, se requiere extraer la humedad del gas hasta lograr valores menores a 1 ppm, posteriormente se realiza un filtrado para retirar material sólido y trazas de mercurio debido a que este disuelve

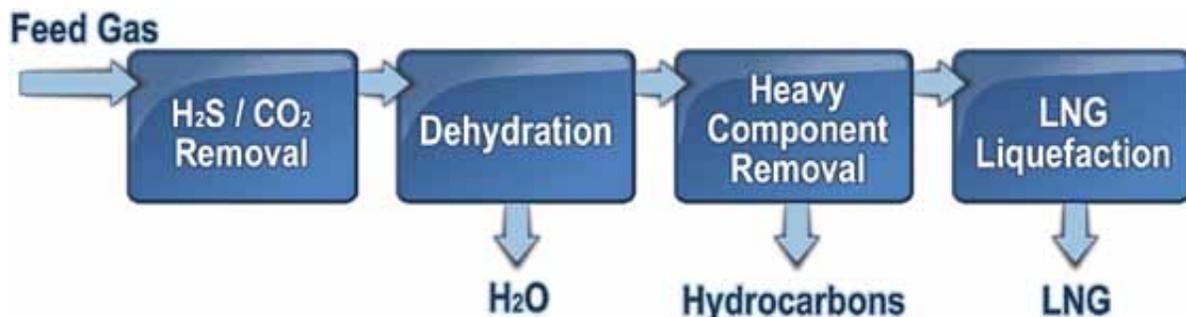


Figura 4. Procesos de tratamiento del gas natural, previo a la licuefacción [3].

Substancia	Contenido Límite
Azufre Total	10 a 40 mg/Nm ³
H ₂ S	3 ppm, vol
CO ₂	50 ppm, vol
Agua	0,1 ppm, vol
Mercurio	0,001 ppm, vol
Hidrocarburos aromáticos	5 ppm, vol

Tabla 1. Límites para sustancias perjudiciales en la licuefacción [4].

el aluminio, material del cual están fabricados la mayoría de los intercambiadores criogénicos. Finalmente se produce la separación de los hidrocarburos más pesados (especialmente los aromáticos), por condensación parcial, ya que estos pueden solidificar a temperaturas bajas.

Seguido a la remoción de la mayoría de los contaminantes e hidrocarburos pesados el gas natural, que en este punto en su mayoría es metano, ingresa al proceso de licuefacción donde un refrigerante por medio de la expansión y compresión sucesivas, extrae el calor del gas y lo enfría hasta aproximadamente -162°C, donde a esta temperatura es líquido puro, limpio y claro como el agua, pero con casi la mitad de su densidad. En este estado, el volumen ocupado es 600 veces menor que la misma cantidad de gas natural en estado gaseoso. El proceso de licuefacción tiene una eficiencia de aproximadamente 90% [5].

Las unidades de licuefacción son mejor conocidas como trenes de licuefacción y su capacidad depende del tipo de refrigerante utilizado, del número de circuitos de refrigeración y de los intercambiadores de calor que enfrían el gas. En la actualidad, los mayores países con capacidad de licuefacción en el mundo son Indonesia, Qatar, Malasia, Argelia y Australia. También existen otros países con trenes de licuefacción tales como Trinidad y Tobago, Rusia (el país con mayores reservas gasíferas mundiales...), Egipto, Estados Unidos y Perú, el cual recientemente inauguró su terminal de licuefacción para la exportación del gas proveniente del yacimiento Camisea, denominado Pampa Melchorita [5].

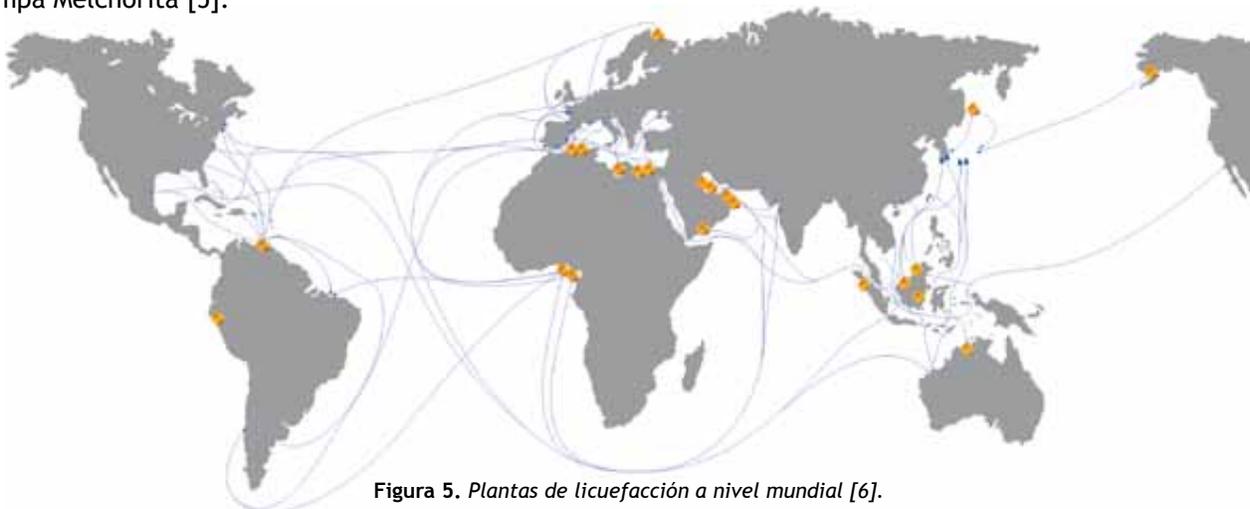
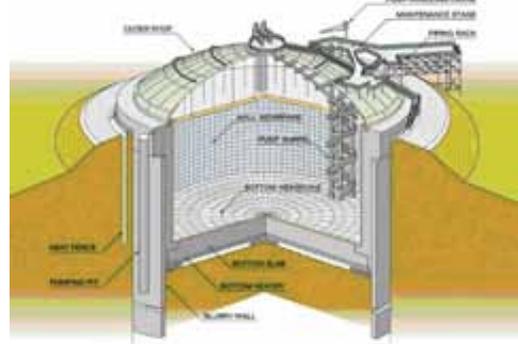


Figura 5. Plantas de licuefacción a nivel mundial [6].

Full Container Tank



In-Ground Tank

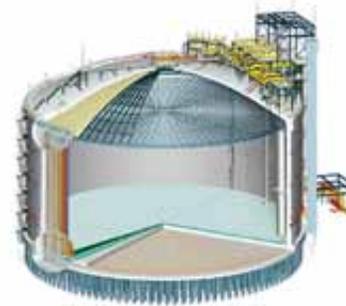


Figura 6. Tanques de almacenamiento [7].

2.2.1.2 Almacenamiento

Posterior al proceso de licuefacción, el GNL es enviado a tanques de almacenamiento en donde se recolecta hasta completar la carga del buque que lo va a transportar o para tener reservas listas para la venta. Estos tanques de almacenamiento también se encuentran en las plantas de regasificación con la finalidad de recibir la carga de los buques metaneros y posterior regasificación. El GNL es almacenado a -162°C y a presión atmosférica, en tanques criogénicos especiales para baja temperatura. El típico tanque de GNL tiene doble pared: una pared externa de hormigón armado, recubierto con acero al carbono, y una pared interna de acero niquelado al 9%. La seguridad

y la resistencia son las consideraciones de diseño primarias al construir estos tanques, los cuales se diseñan para soportar terremotos y fuertes vientos.

Existen varios tipos de tanques que se utilizan hoy en día para almacenamiento de GNL en tierra, entre ellos están [7]:

- Tanque de contención simple (Single containment tank): La mayoría de los tanques para almacenamiento de GNL en el mundo, son de este tipo y posee una historia de excelente fiabilidad. Estos tanques requieren de porciones de tierra relativamente grandes para su construcción.
- Tanque de contención doble (Double containment tank): La pared exterior de hormigón aumenta el costo del tanque, pero es menor el espacio requerido.
- Tanque de contención completa o total (Full containment tank): La mayoría de los tanques de almacenamiento de GNL construidos en los últimos 10 años en todo el mundo han sido diseñados como tanques de contención total.
- Tanque de membrana (Membrane Tank): La membrana permite que el GNL almacenado se contraiga y expanda con los cambios de temperaturas. Estos tanques fueron construidos principalmente en Francia y Corea en los años 1970 y 1980.
- Tanque bajo tierra (In-ground tank): Estos tanques son evidentemente menos visibles en su entorno. Se utilizan principalmente en Japón y otros países asiáticos. Estos tanques son más caros y tardan más en construir que un tanque por encima del suelo, de 4 a 5 años en comparación a los 3 años para un tanque construido por encima del suelo.

La mayoría de instalaciones de almacenamiento de GNL tienen más de un medio de contención. Más allá de la primera capa (los tanques especialmente diseñados y construidos), diversas metodologías (incluidas las bermas, diques, presas de embalse y los tanques de secundaria) se utilizan para proporcionar otra capa de protección.

2.2.2 Transporte

El GNL depositado en los tanques de almacenamiento, está listo para ser enviado a las diferentes plantas de regasificación ubicadas generalmente, en lugares remotos separados por grandes cuerpos de agua o con geografías muy complicadas como para trazar un gasoducto a través de ésta. Teniendo en cuenta que el volumen físico del GNL es mucho menor en relación al gas natural gaseoso, los costos de transporte se pueden reducir al permitir la entrega con buques de carga o camiones de transporte en lugar de tuberías.

El transporte en buques metaneros es el segundo eslabón de la cadena integrada del gas natural licuado. El GNL se transporta a presión atmosférica en buques especialmente construidos con casco doble. El sistema de contención de carga se diseña y construye utilizando materiales especiales para el aislamiento y tanque, para asegurar el transporte de esta carga criogénica. El GNL en los tanques de carga del buque se mantiene a su temperatura de saturación ($-162\text{ }^{\circ}\text{C}$) a lo largo de toda la navegación, pero se permite que una pequeña cantidad de vapor se disipe por ebullición, en un proceso que se denomina “autorrefrigeración”. El gas evaporado en algunos modelos de barco, puede ser utilizado como combustible alternativo para impulsar los motores del buque, lo que conlleva a que la cantidad de gas que sale de la planta de licuación no sea la misma que llega a la planta de regasificación.

Actualmente hay dos tipos de barcos que se utilizan para el transporte de GNL; los “de membrana” y los “de esferas”. Aproximadamente 40% de los buques de GNL actualmente en servicio cuentan con sistemas de contención de carga del tipo membrana, que tienen un aspecto muy similar al de otros cargueros. El resto de los buques tienen un sistema de contención de carga más particular, que incluye cuatro o más tanques esféricos grandes. Ambos tipos de sistema de contención poseen antecedentes de operación extremadamente seguros y confiables.

Un buque típico de GNL es de aproximadamente 300 metros (m) de largo y 43m de ancho. Los buques de GNL varían en capacidad de carga, de 1.000 metros cúbicos a 250.000 metros cúbicos, pero la mayoría de los buques modernos son entre 125.000 metros

Buque metanero de tanques esféricos[9]



Buque metanero con tanques tipo membrana [10]



Figura 7. Buque tipo tanque esférico y tipo membrana.

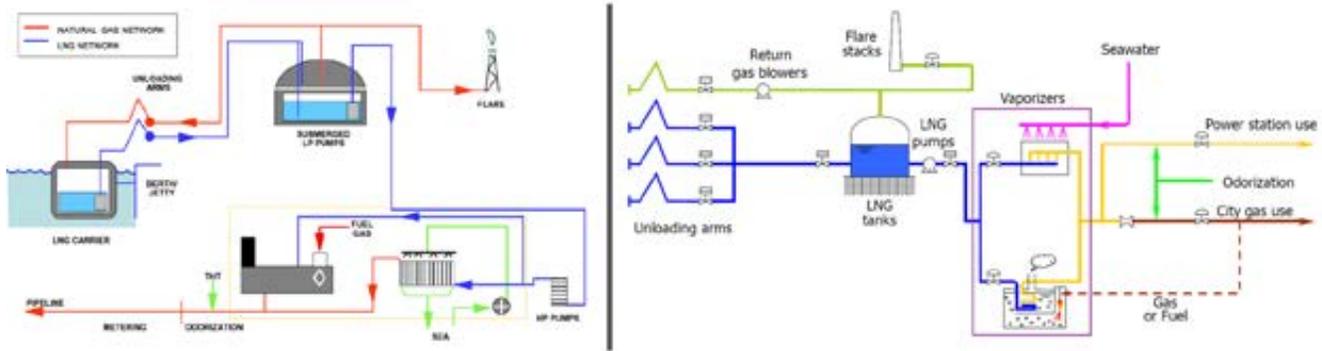


Figura 8. Ejemplo de terminal de recepción de GNL [3].

cúbicos y 150.000 metros cúbicos de capacidad. Los buques transportadores de GNL son capaces de alcanzar velocidades de hasta 21 nudos (petroleros operan a 15-20 nudos) en aguas abiertas. Aproximadamente 300 buques transportistas de GNL estaban en servicio en 2009, con más de 50 en orden [8].

Como valor promedio, puede decirse que el transporte del gas natural licuado tiene un rendimiento del 95% [4].

En muchos lugares del mundo en donde las plantas de licuefacción están cerca de las plantas de regasificación, el mecanismo de transporte más rentable para el GNL es por camión cisterna. Usando especializados camiones cisterna de doble pared para GNL se puede transportar a una planta de regasificación de forma rápida y eficaz. El uso de camiones para transporte por carretera se ha utilizado para el transporte de GNL desde 1968.

2.2.3 Regasificación

La tercera y última etapa corresponde a la regasificación e inicia cuando un buque-tanque de GNL llega a la terminal de regasificación y es bombeado desde la nave hasta los tanques de almacenamiento, los cuales son semejantes a los empleados en las plantas de licuefacción. El GNL también puede ser entregado en terminales flotantes los cuales son barcos conocidos como Floating Storage and Regasification Units (FSRU).

El GNL almacenado en los tanques es enviado a vaporizadores donde es calentado y transformado a estado gaseoso, a las condiciones de entrega especificadas por las empresas de gasoductos y los usuarios finales. Durante el proceso el GNL se evapora, sin embargo, estos vapores son re-condensados y enviados a los vaporizadores. Este proceso es conocido como regasificación. La regasificación del GNL presenta el rendimiento más alto dentro de la cadena integrada con aproximadamente el 98%.

Los principales tipos de vaporizadores utilizados en la industria del GNL son [3]:

- a. Open Rack Vaporisers (OVR): Utiliza el agua de

mar para calentar los paneles del intercambiador por los cuales fluye el GNL.

- b. Submerged Combustion Vaporisers (SCV): Utiliza los gases de la combustión obtenidos de la quema de gas natural obtenido de la terminal, para calentar el baño de agua donde se encuentran sumergidos los tubos del intercambiador de calor donde fluye el GNL.
- c. Intermediate Fluid Vaporisers (IFV): Este vaporizador se basa en dos niveles de intercambio térmico: el primero es entre GNL y un fluido intermedio, tales como el propano, y el segundo es entre el fluido intermedio y una fuente de calor que suele ser agua de mar.
- d. Ambient Air Vaporisers (AAV): Utiliza aire para calentar los paneles del intercambiador por los cuales fluye el GNL.

Actualmente existen cerca de 63 plantas de regasificación a nivel mundial. Los más grandes importadores de GNL son Japón, Corea del Sur, Taiwán y la India en el continente Asiático, USA, México, Brasil, Argentina, y Chile en las Américas y un número de países europeos como Bélgica, Francia, Reino Unido, Portugal, Italia y España [3].

En términos de eficiencia, finalmente es clave recordar que para el caso de las plantas de GNL, gases naturales con cantidades de oxígeno superiores a 0,01% molar, pueden generar efectos adversos debido a que existe la posibilidad que se presente combustión de trazas de oxígenos con hidrocarburos, ante las altas temperaturas presentes en los calentadores necesarios para la regasificación, obteniendo como un subproducto, presencia considerable de agua. Este contenido satura fácilmente los tamices moleculares utilizados en los separadores de las plantas de regasificación, disminuyendo su vida útil. [11]

3. METROLOGÍA DEL GAS NATURAL LICUADO

3.1 La Metrología Actual

El comercio del GNL está basado en un complejo esquema de métodos de medición y cálculos para determinar la composición y cantidad de GNL. En el negocio internacional, la facturación de GNL se realiza con

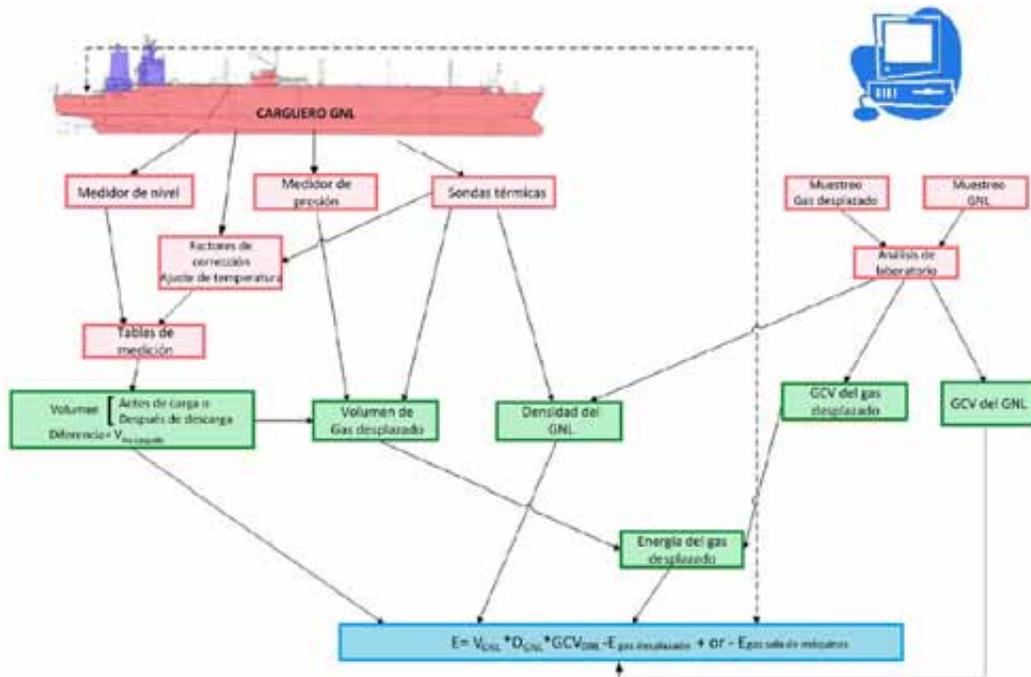


Figura 9. Carta de flujo para determinar la energía transferida [12].

base en la energía transferida, la cual es calculada a partir de la medición directa del nivel en el tanque, su composición y temperatura, así como el cálculo de cantidades derivadas como el volumen, la densidad y el poder calorífico del GNL. Actualmente no existe una norma de referencia que especifique la metodología para la cuantificación de GNL, no obstante, en el sector es muy empleado el LNG Custody Transfer Handbook producido por el International Group of Liquefied Natural Gas Imported (GIIGNL).

De acuerdo con este documento, la energía transferida en los terminales de carga o descarga se calcula como:

$$E = [V_{LNG} * D_{LNG} * GCV_{LNG}] - E_{(gas\ displaced)} \pm E_{(gas\ to\ ER)}$$

Dónde:

- E Energía total neta transferida del terminal de carga al barco, o del barco al terminal de descarga
- V_{LNG} Volumen de GNL cargado o descargado
- D_{LNG} Densidad del GNL
- GCV_{LNG} Poder calorífico del GNL
- $E_{(gas\ displaced)}$ Energía de gas desplazada durante la transferencia de GNL
- $E_{(gas\ to\ ER)}$ Si es aplicable, corresponde a la energía de GNL consumida por el metanero durante la apertura y cierre de la medición de transferencia de custodia.

Un esquema que muestra las variables involucradas durante el proceso de medición se puede observar en la figura 9.

Actualmente, el método estándar preferido para determinar el volumen del GNL contenido en el barco, es a través de mediciones de nivel de cada tanque de

carga, tablas de conversión, la aplicación de factores de corrección de temperatura y la posterior suma de los volúmenes de todos los tanques, antes y después de iniciar el proceso de carga o descarga. Se estima que la incertidumbre asociada a la medición de volumen por este método es de aproximadamente 0,5% (o mayor) bajo condiciones ideales y para grandes volúmenes [13].

3.2 El Futuro de la Metrología del GNL

Existe un consenso general que considera que la medición dinámica de GNL ofrece mejores condiciones operativas y menor incertidumbre en la medición, factor preponderante debido a los altos volúmenes comercializados y en particular al muy alto costo que pueden representar las transacciones comerciales. Los medidores de flujo máscicos tipo Coriolis y los medidores ultrasónicos, debido a sus características técnicas y metrológicas (ver tabla 2), se encuentran disponibles y están siendo empleados para este propósito, sin embargo existe un número de obstáculos a vencer, para la aceptación como medición de transferencia de custodia entre los que se destacan:

- La carencia de trazabilidad para la calibración del medidor de flujo con fluido a temperaturas criogénicas y altas velocidades y
- La falta de bancos de calibración a condiciones representativas (GNL a -160°C) para el aseguramiento metrológico de los medidores.

Es claro que las bajas temperaturas tienen un efecto sobre el rendimiento de los equipos de medición y en el comportamiento de los fluidos. El conocimiento de estos efectos está poco desarrollado y apropiado por lo que se trabaja actualmente en experimentación y

Medidores ultrasónicos	Medidores másicos
<ul style="list-style-type: none"> • Caída de presión pequeña • Mínimo diámetro requerido para mediciones exactas • Disponible en diámetros grandes hasta 40" • Medición de volumen (requiere medición de densidad) • Sensible al perfil de velocidad 	<ul style="list-style-type: none"> • Caída de presión significativa cuando es empleado a caudal máximo • Alta exactitud en pequeños caudales y diámetros • Máximo tamaño: 10". Requiere de medidores en paralelo. • Medición de masa directa. • No es sensible a perfiles de velocidad.

Tabla 2. Características de medidores de flujo empleados en medición de GNL.

modelización de los fenómenos. El conocimiento resultante será indispensable y estratégico para estimar con mayor exactitud la incertidumbre de la calibración y la de las mediciones del GNL en campo [13].

Otro aspecto importante, para determinar el valor de la carga de GNL, corresponde a la determinación de la densidad y el poder calorífico, los cuales se obtienen a partir de la determinación de la composición del GNL. Un número de métodos de medición pueden ser empleados, sin embargo, todos tienen ventajas y desventajas, lo que dificulta la cuantificación de la energía con un mayor grado de exactitud. En este sentido, es de suponer que ésta ha sido la principal causa para que de momento no se tenga la disponibilidad de normativa aplicables y materiales de referencia para la calibración de los equipos de medición. En la actualidad, la Unión Europea está financiando un proyecto de investigación sobre metrología para el gas natural licuado (www.lngmetrology.info). Este proyecto se centra en la trazabilidad, la tecnología de medición y reducción de incertidumbre en la medición de GNL. Abarca no solo la medición de volumen y caudal, sino también en la composición y cálculos de densidad.

Los objetivos principales del proyecto son [13]:

- Desarrollo de métodos de medición y la infraestructura necesaria para brindar trazabilidad a las mediciones de flujo de GNL con bajas incertidumbres.
- Desarrollar procedimientos de medición y materiales de referencia con incertidumbres reducidas para composición de GNL, propiedades físicas tales como densidad y poder calorífico.
- Desarrollar tecnologías de muestreo para las mediciones de GNL.
- Mejorar la comprensión de los efectos específicos de GNL en los sistemas de medición de energía.
- Desarrollar guías y estándares para el desarrollo del GNL.

Se espera que para el 2013, se encuentre desarrollado y construido, en Rotterdam-Holanda, el primer banco de calibración de medidores de flujo y composición de GNL, con capacidad de 100 a 7000 m³/h y una incertidumbre esperada de 0,15%. El CDT de GAS continuará atento a su desarrollo.

4. CONCLUSIONES

El normal abastecimiento de gas natural en nuestro país es un aspecto clave para el desarrollo de la industria, para el aseguramiento del suministro eléctrico en tiempos de sequía (fenómeno del niño), y en general para el sostenimiento y crecimiento de nuestra economía. El GNL, sin duda, representa en la actualidad, una de las mejores alternativas disponible en términos de confiabilidad.

- Se conoce que empresas muy importantes del sector gas, trabajan actualmente para consolidar ésta alternativa haciéndola realidad en el corto o mediano plazo.
- El CDT de GAS, con su equipo de trabajo, ha consolidado igualmente un proceso, en términos de metrología de los fluidos, que sin duda podrá apoyar tecnológicamente a estas empresas nacionales que han tomado la correcta decisión de incursionar en el ámbito del GNL. Establecer este vínculo estratégico representará para las dos partes ventajas competitivas. No cabe duda, que para la empresa privada, el mejor resultado es la optimización de las inversiones requeridas, en términos de obtener una correcta medición del energético.

REFERENCIAS

1. MINMINAS, "Plan de Abastecimiento para el Suministro y Transporte de Gas Natural - Documento Temprano", 2010.
2. Hernández Suarez, Sandra; Osorio Fuentes, Jose A; Abril Blanco, Henry. "Perspectiva de Análisis Tecnológico a la Calidad del Gas Natural establecidos en la Regulación Colombiana". Revista MET&FLU. N° 2. 2010
3. GIIGNL, "LNG Process Chain", information paper No. 2, 2009.
4. Pita Guillermo, "Introducción al GNL", 2006.
5. Schneider Lucas, "Una Visión sobre el Mercado de GNL en América Latina y el Mundo", 2009.
6. GIIGNL, "The LNG Industry", 2009.
7. GIIGNL, "Managing LNG Risk-Containment", Information paper No. 4, 2009.
8. GIIGNL, "LNG Ship", information paper No. 3, 2009.
9. <http://gazprom-sh.nl/lng/technology/shipping/>
10. <http://www.globalsecurity.org/military/systems/ship/tanker-lng.htm>
11. DTI. Future arrangements for Great Britain's gas quality specifications. 2005.
12. GIIGNL, "LNG Custody Transfer Handbook", Third Edition, 2010.
13. EMRP, "Metrology for Liquefied Natural Gas (LNG)", Energy 2009 Topic 10, Version 1.

Voto de Confianza de Gases de Occidente GDO S.A. ESP

El Desarrollo Tecnológico, “es el proceso en el cual, a partir de una idea, invención o reconocimiento de una necesidad, se desarrolla un producto, técnica o servicio útil hasta que sea comercialmente aceptado.” (Gee, S. 1997, citado por Eastmond, J. 2004 - “Presentación: Innovación y Desarrollo Tecnológico.”). Actualmente, en un contexto de apertura económica, el desarrollo tecnológico de la industria, está altamente relacionado con el concepto de innovación globalizada bajo la idea de aprovechar el conocimiento científico y tecnológico mundial para el desarrollo y la satisfacción de necesidades locales o regionales.



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

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

Generalmente la Industria Colombiana comienza a centrar su atención en la innovación, orientada hacia el aumento de las utilidades y al mejoramiento de las condiciones de trabajo y seguridad laboral, pero Salazar, M. et al. 1998 advierte que, "...La firma típica escoge con mayor frecuencia la inversión en tecnologías incorporadas al capital y los cambios en la organización física de la planta, frente a los proyectos de I+D y la inversión en tecnologías no incorporadas al capital" (Salazar, M. et al. (1998). "La innovación tecnológica en Colombia: características por tamaño y tipo de empresa." PLANEACIÓN Y DESARROLLO. Vol. XXIX, No. 1, Ene- Mar. 1998. (pp. 15-71)). Es por esto, que hasta el momento, los resultados de los trabajos de innovación se encuentran limitados a simples mejoras de productos y procesos existentes, más que al desarrollo de productos y procesos nuevos, lo cual es una desventaja frente al contexto de desarrollo económico actual.

Gases de Occidente S.A ESP (GDO), empresa distribuidora de gas natural, que atiende el sur-occidente colombiano, representa actualmente una excepción, al pretender consolidar sus procesos a alto nivel mejorando las competencias internas, para hacer del uso del gas natural una herramienta productiva, y de esta manera competir en diferentes entornos, haciendo énfasis especial en mejorar el nivel de atención de sus usuarios enviando mensajes de confianza, que invitan al uso masivo del gas natural como energético limpio y amigable con el medio ambiente.

La literatura sobre aprendizaje y acumulación de capacidades tecnológicas ha mostrado que los procesos de aprendizaje y el desarrollo de algunas capacidades internas permite a las empresas mejorar su productividad e innovar a nivel de producto, procesos y organización a lo largo del tiempo (Maxwell, 1981; Bell, 1984; Bell y Pavitt, 1995; Lall, 1987, 2000; Hobday, 1995, 2000, 2001; Dodgson, 1993).

Para lograrlo, además de aliarse con otras entidades del SNCyT de Colombia, estableció un interesante acuerdo tecnológico con el Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas, y a la fecha se han logrado tres importantes hechos que vale la pena destacar: (1) Análisis de las metodologías que se venían aplicando para el cálculo tarifario en la distribución del gas natural en Colombia, de la cual se logró una muy buena transferencia de conocimiento que viene siendo aplicada al interior de la compañía; la (2) que tiene que ver con el desarrollo de una solución tecnológica, netamente colombiana basada en boquillas sónicas, para la calibración de los medidores

de gas natural que permite garantizar, con alta confiabilidad, la cantidad de gas entregada a los clientes (Ver Figura 1) y finalmente (3) la aprobación (por parte de COLCIENCIAS) y la firma del contrato de Ciencia y Tecnología (por un valor de \$1.241'952.000) que permitirá el desarrollo de un proyecto, que basado en la aplicación de la metrología de fluidos, el análisis estadístico, los modelos de gestión y la aplicación de TIC's, le permita a GDO S.A. ESP mantener y mejorar el control de los balances en su red de distribución, brindando equidad en sus procesos de medición y facturación y garantizando el cumplimiento de la regulación aplicable en torno a las mediciones.

Revisando un contexto similar en otros países, se encontró el ejemplo de Corea del Sur, que con solo 30 años de apropiación del conocimiento en metrología, es quizás, el país con más alto desarrollo, sólidamente estructurado sobre una base de ciencia y tecnología. Ellos con su visión, manifiestan que: "el poder invisible, que silenciosamente cambia el mundo y alienta a la ciencia a crear una vida más cómoda para la humanidad, es el poder de los estándares (los patrones de medición)" y agregan que por ello: «la investigación para el desarrollo de los estándares de medición, sienta las bases de la ciencia, y es el punto de partida de los avances en la tecnología» (Korea Research Institute Of Standards And Science, KRIS. http://www.kriss.re.kr/eng/communy/03_1.html).

En razón a lo anterior, el CDT de GAS ha decidido compartir con los lectores de MET & FLU las respuestas a una serie de preguntas que denotan y ratifican lo anteriormente descrito.

1) Ingeniero Jose Darío Martínez Escudero, usted como Gerente Técnico de Gases de Occidente S.A. ESP (GDO), responsable de la Construcción, Operación y el Mantenimiento de la segunda empresa distribuidora de gas natural de Colombia, después de 23 años de experiencia en el tema, y de haber participado activamente en la distribución y comercialización de gas natural en Colombia ¿Cómo ve la incursión de GDO en actividades de Ciencia, Tecnología e Innovación (CTi)?

No cabe duda que la competitividad de un país está determinada principalmente por un dominio profundo de la Ciencia y la Tecnología. Colombia está comenzando a apostarle a la Ciencia, a la Tecnología y a la Innovación como una estrategia prioritaria para lograr su desarrollo económico y social, e igual-

mente como una medida de choque contra el actual grado de subdesarrollo tecnológico de la industria. Nosotros en GDO no escapamos a esta realidad y hemos aprovechado el conocimiento mundial importando tecnología y colocándola al servicio de la empresa, pero cada vez es más evidente, que el mejor camino es apostarle al aprovechamiento de la tecnología disponible a nivel nacional, la cual se ha venido fortaleciendo día a día con la creación y fortalecimiento de grupos de investigación de las universidades y con el empuje que cada día le dan los centros de desarrollo tecnológico. Nuestro propósito de todas formas es satisfacer nuestras necesidades y las de nuestros clientes, prestando un servicio confiable, seguro y de alta calidad.

2) En este sentido, ¿Con cuáles entidades, inmersas en el Sistema Nacional de Ciencia y Tecnología, GDO ha logrado estrechar vínculos?

Como un propósito fundamental y dentro del marco de la Responsabilidad Social Empresarial (RSE), GDO hace parte del Comité Universidad Empresa Estado del Valle del Cauca y mantiene relaciones muy estrechas con las universidades de la región. Aunque nuestro foco en RSE ha sido el fomentar la educación en todos los niveles hacia las familias

más necesitadas, también hemos adelantado acercamientos con instituciones especializadas en CTi, como el CDT de GAS. Actualmente estamos mirando a la universidad también con propósitos y orientaciones investigativas, seguros de que es posible ligarla, de forma real y directa, con los sectores productivos, buscando soluciones a nuestras necesidades, pero con el foco de visualizar proyectos e inversiones futuras. Tenemos el propósito de que en el corto plazo, realizaremos el máximo esfuerzo para contactar la universidad de nuestra región con el CDT de GAS; estamos convencidos, que de esta unión pueden salir ideas valiosas, y que con la ayuda del sector privado podremos sacarlas adelante.

3) ¿Qué ventajas particulares han identificado en GDO al desarrollar actividades en asocio con el CDT de GAS?

Nuestra relación puede ser descrita en tres etapas: la primera en la cual el CDT de GAS brindó apoyo en temas relacionados con el análisis de las metodologías que se venían aplicando para el cálculo tarifario en la distribución del gas natural en Colombia, de la cual se logró una muy buena transferencia de conocimiento que viene siendo aplicada al interior de la empresa; la segunda, que tiene que ver con el desarrollo de tecnología neta-



Figura 1. Banco de Boquillas Sónicas para Calibración de Medidores de Gas desarrollado por el CDT de GAS de Colombia

mente colombiana en torno a la calibración de los dispositivos que permiten medir el gas recibido de los productores y entregado a los clientes. En este sentido, las empresas distribuidoras tenemos el compromiso de contar con aparatos de medida en perfecto estado de calibración y el CDT de GAS nos ayudó con el diseño, construcción y puesta en marcha de una solución tecnológica que hoy está a nuestro servicio y que nos permite brindar la máxima confiabilidad de medida a los 740,000 clientes que actualmente atendemos en los departamentos del Valle del Cauca y del Cauca.

Por último, y después de un largo período de trabajo conjunto, se presentó ante COLCIENCIAS un proyecto que fue aprobado y que se desarrollará durante 18 meses a partir de febrero de 2011. Este proyecto será una solución tecnológica que basada en la aplicación de la metrología de fluidos, nos permitirá mantener y mejorar el control de los balances de gas en nuestra red de distribución, optimizando la gestión de pérdidas y la operación del sistema.

4) **Qué ventajas existen, al apostarle a la inversión en el desarrollo tecnológico con una entidad del SNCyT frente adquirirla o importarla.**

Creo que lo más relevante, ha sido hasta el momento, que las entidades del SNCyT en Colombia escuchan de primera mano nuestras necesidades, y en conjunto con nuestros profesionales, generan planes de acción que nos vienen representando ventajas competitivas. Existe también al respecto un caso especial y me refiero al desarrollo en Colombia, por parte del CDT de GAS, de un Banco de Calibración de Medidores de Diafragma; nosotros habíamos tomado la decisión de adquirir un equipo similar en Europa o en Asia, pero le apostamos al conocimiento nacional y nos ha dado magníficos resultados. En particular representó un desarrollo que suple nuestras necesidades con soluciones a la medida, generando cero dependencia tecnológica extranjera y algo realmente fundamental: soporte técnico especializado durante el ciclo de vida de las soluciones desarrolladas, de forma casi inmediata.

Finalmente también considero que se ha dado un gran paso por parte del estado colombiano a través de COLCIENCIAS, porque está dando valor a las inversiones en desarrollo científico

y tecnológico y por ello permite obtener deducciones tributarias, las cuales contribuyen a la promoción del trabajo asociativo con las instituciones científicas y tecnológicas.

5) **En el caso específico del desarrollo tecnológico, ¿cuál es su percepción del estado actual de nuestro país?**

El problema del desarrollo tecnológico en Colombia, tal vez se origina por la débil integración que ha existido entre los sectores: académico, productivo y estatal. No puedo negar sin embargo que en Colombia se han dado desarrollos importantes, incluso en campos tan inesperados como la medicina y la biotecnología, pero igualmente no puede negarse que existe un notable retraso con respecto al entorno internacional.

6) **Y entonces ¿Cuál es la visión de GDO en materia de CTi?**

Dentro de la visión de GDO está incluido alcanzar la excelencia operacional y lograr calificarse por su gestión de clase mundial. En este sentido, operamos bajo la filosofía del mejoramiento continuo, encontrando permanentemente oportunidades de reinventar los procesos internos de atención a nuestros clientes. La ventaja de esta situación es que en Colombia, cada día se tienen mayores fortalezas (profesionales con maestrías y doctorados que poseen cierta experiencia operativa) que nos facilita la identificación de soluciones aplicables a nuestro entorno y a nuestras realidades. En realidad, en este momento resulta innegable que las empresas que nos acercamos al SNCyT recibimos conocimiento y por ende una mejor cualificación (a alto nivel) de nuestro talento humano.

Por último, el acercamiento con el CDT de GAS nos ha hecho sensibilizar al respecto del aprovechamiento de la metrología como soporte de la calidad y mejora continua de los procesos desarrollados por GDO, pensados desde el tendido de redes, la inspección de instalaciones, la salud ocupacional y el medio ambiente, hasta los procesos de facturación a los usuarios.

METROLOGÍA DE FLUJO DE PETRÓLEO EN BRASIL

Henry Abril Blanco (habril@cdtdegas.com)
Omar Naranjo (oanaranjo@gmail.com)



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

Entra en Servicio un Nuevo Laboratorio en Latinoamérica para la Calibración de Medidores de Combustibles Líquidos y para la Evaluación de Componentes de Sistemas de Medición

RESUMEN:

El presente artículo busca resaltar la importancia de establecer alianzas tecnológicas, que mediante el propósito de alcanzar un fin común, permitan desarrollar infraestructura de primera línea en Latinoamérica y consolidar el conocimiento nacional (en este caso, el de Brasil), que correctamente utilizado, facilitará al final, el reconocimiento internacional, mejorará la confianza en los procesos de comercialización, brindará herramientas para desarrollar, con máxima calidad, la industria local en los sectores metalmecánico, de electrónica y de comunicaciones, entre otras, y sin duda, optimizará el uso de recursos y divisas demandadas para adquirir desarrollos tecnológicos y científicos internacionales, en caso de requerirse.

Se destaca entonces el desarrollo, con tecnología brasileña, de un esfuerzo común que podría llegar a convertirse en un verdadero hito en materia metrológica, al colocar al servicio de Latinoamérica un Nuevo Laboratorio que fue construido en el Centro de Metrología de Fluidos CMF del Instituto de Pesquisas Tecnológicas IPT del Estado de Sao Paulo en Brasil, con el propósito principal de poner a disposición de la sociedad, no solamente un laboratorio tradicional de calibración de medidores de flujo, sino también una instalación capaz de llevar a cabo pruebas e investigaciones con el fin de asegurar la exactitud y la confiabilidad de actividades metrológicas hechas en contextos fiscales, legales y comerciales, cumpliendo así con las necesidades de la industria petrolera brasileña y los organismos nacionales de regulación.

INTRODUCCIÓN

Como se puede leer en uno de los documentos aprobados y difundidos durante el 15TH Flow Measurement Conference (FLOMEKO) realizado entre el 13 y el 15 de Octubre de 2010 en Taipei, Taiwán [1], hasta hace pocos años, Brasil no tenía una infraestructura apropiada y ni siquiera contaba con una tradición metrológica en el campo de la metrología de combustibles líquidos, comparable por ejemplo, con aquella existente en otros países donde han operado muchos laboratorios por décadas, probando y calibrando medidores de flujo para la industria del petróleo. Sin embargo, en años recientes este escenario ha ido cambiando de forma gradual, y posiblemente, debido a la cada vez más creciente producción del energético, se evidenció el surgimiento de

algunos laboratorios de carácter privado, enfocados en el flujo de petróleo, principalmente operados por fabricantes de medidores.

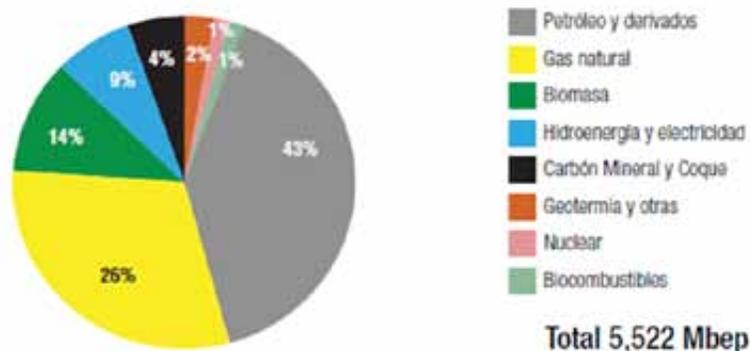
El CMF del IPT del Estado de Sao Paulo en Brasil se fortaleció en la última década como uno de los principales proveedores de soluciones tecnológicas relacionadas con la medición de caudal de fluidos en Brasil y en razón a la alta competencia multidisciplinaria y a su excelente competencia para ejecutar actividades laboratoriales -replicables y aplicables a la industria- se fijó el compromiso de diseñar y desarrollar una Nueva Infraestructura, que sumada a la ya existente de gas, agua y saneamiento ambiental entre otras, fuera útil para atender con la máxima confiabilidad y calidad las necesidades presentes en los sectores industriales y, en especial, el del petróleo. En términos eminentemente técnicos, se trazó el objetivo, de manera conjunta entre los interesados, para instalar un laboratorio capaz de llevar a cabo calibraciones y pruebas a diferentes tecnologías de medición de flujo, en un intervalo de operación mayor al actualmente disponible, que permitiera reducir las incertidumbres de medición, y donde se lograra operar con diferentes fluidos de calibración, similares a los productos utilizados realmente en campo.

En este sentido, el pasado mes de diciembre de 2010 el CMF del IPT inauguró su nuevo laboratorio de metrología de flujo de petróleo, destacando que para su construcción requirió realizar inversiones del orden de los 4,2 millones de dólares.

En Brasil, el petróleo cuenta con una participación de aproximadamente el 40% de la balanza energética nacional, en términos de suministro interno de energía [2]. De acuerdo con los resultados del V Foro de Integración Energética Regional, realizado en Octubre de 2010 en Managua - Nicaragua, bajo el auspicio de la Coordinación de Fuentes Renovables de Energía y Medio Ambiente de la OLADE y por la Unidad de Energía Renovable y Rural del Sector de Energía y Cambio Climático de la ONUDI, en América Latina y el Caribe la demanda de energía, no presenta demasiadas variaciones, como se observa en la Fig. 1, (ya que coincide plenamente con Brasil) dado que el petróleo representa en dicha región el 43% como fuente de energía [3].

En Colombia, por su parte, como se leyó recientemente en uno de los principales diarios nacio-

América Latina y El Caribe - Demanda de Energía



Fuente: Sistema de Información Económica Energética - SEE OLADE 2008

Figura 1. Matriz Energética de América Latina y El Caribe.

nales, la autosuficiencia petrolera se extendería hasta el año 2021, destacando que la producción petrolera ha continuado incrementándose, llegando a 780.000 barriles diarios (bpd) en mayo del 2010, y que Colombia, como el cuarto exportador latinoamericano de crudo, espera alcanzar la meta de producción de 800.000 bpd en 2011, y asumir retos mayores en los próximos 3 años, precisó en una entrevista el director de la estatal Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), Dr. Armando Zamora. Así mismo el titular de la cartera de Minas y Energía reportó que en el último año se perforaron 110 nuevos pozos que permitieron confirmar hallazgos en los Llanos Orientales y que sumaron un mayor volumen de reservas destacando que la industria petrolera alcanzó a adelantar 25 mil kilómetros de sísmica, es decir, pruebas para detectar la existencia de hidrocarburos en distintas zonas del país. De esa área, 17 mil kilómetros corresponden a territorio continental y los restantes a la búsqueda en alta mar. Por su parte, el Dr. Javier Gutiérrez, como presidente de Ecopetrol, dio a conocer un plan de inversión para 2011 por US\$6.738 millones en proyectos que actualmente se encuentran en fases de maduración destacando que para la producción de hidrocarburos se destinará un total de US\$3.848 millones, con lo que la empresa espera incrementar la extracción y producción de petróleo y gas. En general, se deduce que Colombia podrá tener autosuficiencia y seguramente continuará siendo un considerable exportador de crudo desde Latinoamérica.

ALGUNAS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA NUEVA INFRAESTRUCTURA

Como se aprecia en [1], la nueva infraestructura está instalada en un edificio con un área total de 700 m² y cuatro niveles, con una altura total interna de 14 metros, albergando un patrón gravimétrico tipo diverter de 6 toneladas de diseño especial, el cual tiene trazabilidad a los patrones nacionales (INMETRO-Brasil) de masa y tiempo, a fin de que las incertidumbres de medición resulten menores a 0,04% del valor medido para flujo másico y 0,05% para flujo volumétrico, considerando un factor de cobertura k=2 y un 95% de nivel de confianza.

La instalación laboratorial tiene capacidad para manejar caudales hasta de 1000 m³/h y, mediante una amplia sección de pruebas (Ver figura 3), permite que se ensamblen tuberías de hasta 16 pulgadas de diámetro y hasta 35 metros de largo, capaz de obtener perfiles de velocidad de flujo bien acondicionados hacia los medidores. Igualmente admite montajes, acondicionamientos y configuraciones complejas compuestas por tramos rectos, curvas, reducciones y válvulas de múltiples tipos y tamaños, permitiendo la simulación de condiciones reales existentes en las estaciones de medición en territorio continental e inclusive en plataformas off-shore.

Como una herramienta para realizar las investigaciones pertinentes, la infraestructura fue dise-

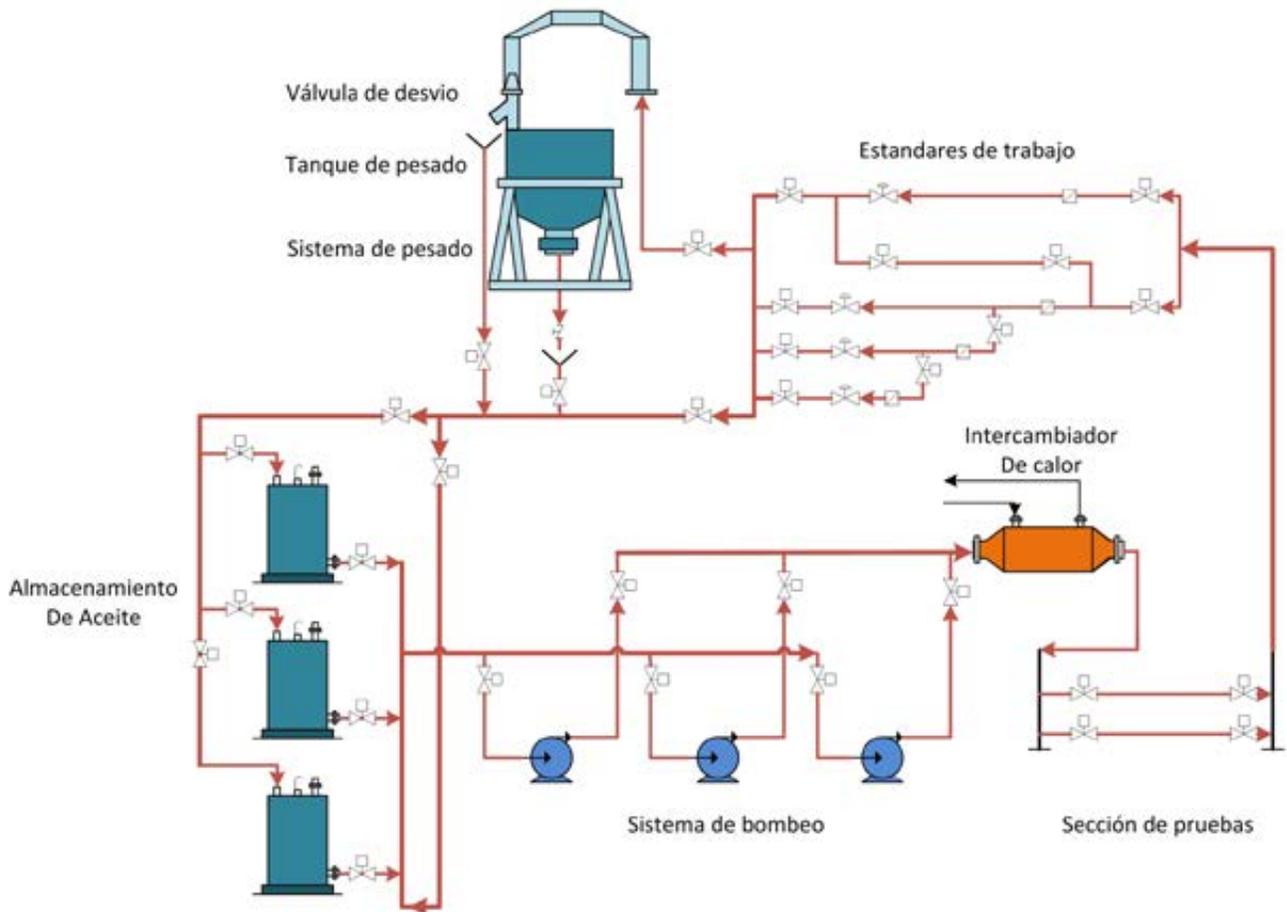


Figura 2. Diagrama Esquemático del laboratorio.

ñada para que opere en un ambiente totalmente climatizado y para que utilizando aceite de tres diferentes viscosidades (baja, media y alta) sometido a un control preciso de la temperatura del fluido y de la presión de línea, sea posible la simulación de la mayoría de situaciones en las cuales se encuentran instalados los sistemas de medición en campo. Basado en sus características y capacidades únicas, las condiciones de instalación y operación de la nueva infraestructura desarrollada, puede utilizarse al máximo, para investigar el desempeño de los sistemas de medición bajo tales circunstancias.

El conjunto de medidores de flujo -tipo patrones de trabajo- está compuesto por dos medidores ultrasónicos de cinco trayectorias, para altos caudales, y dos medidores tipo Coriolis para flujos más pequeños. Estos patrones de trabajo están instalados en serie con el patrón de referencia, en un mezzanine de acuerdo con una configuración especial de tubería que les permite trabajar en modo simple o paralelo, y también les permite su alineación en serie para propósitos de comparación de rutina.

Finalmente, el laboratorio fue perfeccionado con una unidad móvil consistente de un Probador Patrón, el cual previamente es calibrado por los patrones del laboratorio anteriormente mencionado. Esta unidad móvil posibilita la realización de pruebas y la calibración de medidores de caudal, con fluidos reales de proceso en los propios lugares de operación. La unidad móvil provista de un probador compacto de 18 pulgadas tiene asociado un patrón tipo turbina helicoidal de 8 pulgadas, que se convierte así en una herramienta con exactitud inherente, versatilidad, movilidad, robustez e inmunidad a los fenómenos adversos del flujo, permitiendo que se investiguen los efectos de instalación, las condiciones de proceso y características del flujo en operación sobre el desempeño de diferentes tipos de medidores para el petróleo y sus derivados, dado que estos se pueden probar contra las condiciones ideales de un laboratorio y también in situ. De esta manera es posible comparar los resultados con el fin de validar las calibraciones en laboratorio o para identificar diferencias eventuales entre los procedimientos utilizados.

EXPERIENCIAS DE SINERGIAS INSTITUCIONALES

En el entorno Latinoamericano y muy especialmente en los países del norte de América del Sur y Centroamérica (quizás exceptuando a México) obtener 4,2 millones de dólares (\$ 8.000 millones de pesos colombianos aproximadamente) para inversiones en metrología, resulta casi imposible, por ello vale la pena resaltar, que en la segunda mitad de la década de los 90, en México, una primera estrategia integradora se forjó entre la Petrolera Mexicana Pemex - Refinación y el Centro Nacional de Metrología del mismo país - CENAM [4], constituyéndose en un ejemplo digno de admirar y de repetir para alcanzar beneficios para la petrolera, pero que en verdad redundaron en apropiación y aplicación de conocimientos, y por ende del incremento del nivel general de conocimientos de la sociedad mexicana. En esa ocasión, el voto de confianza permitió fortalecer las estrategias que aseguraban la confiabilidad en las mediciones de transferencia de custodia de productos en diferentes procesos de PEMEX al manejar incertidumbres de medición adecuadas a cada aplicación. Dicha “simbiosis” metrológica contribuyó con la equidad en las transferencias de custodia realizadas a través de mediciones de volumen que empleaban tecnologías tradicionales y nuevas tecnologías de medición de flujo, adoptando los cambios en la normatividad, el fortalecimiento del sistema nacional de calibraciones y el hecho de que los resultados de las mediciones incluyeran la expresión de la incertidumbre. Un caso absolutamente similar se requiere en Colombia y pasan los días, los meses y los años y aún no ha sido posible establecer ese acuerdo para establecer un programa estratégico, que presentado a COLCIENCIAS, le permita al país ingresar al notable grupo de países que poseen infraestructuras metrológicas confiables, que le brinden la confianza internacional la cual es indispensable para lograr con mayor facilidad los acuerdos de reconocimiento mutuo.

En el ejemplo que nos ocupa de Brasil, igualmente el CMF del IPT requirió obtener, como se mencionó anteriormente, la suma de 4,2 millones de dólares de los cuales 2,4 millones de dólares llegaron provenientes de PETROBRAS, por medio de un proyecto relacionado con el impulso a la Red de Metrología Brasileña; 1,2 millones de dólares invertidos por la Secretaría de Desarrollo del Estado de Sao Paulo, como parte del proyecto de modernización del IPT; y 420 mil dólares que fueron destinados por la Financiadora de Estudios

Sin duda para Colombia y para cualquier país, estos beneficios serán inobjetables. Se requiere un voto de confianza entre los entes implicados, pero sobre todo, se requiere comprender que no existe desarrollo de un país si éste no cuenta con la infraestructura suficiente.

Es importante entonces continuar consolidando los esfuerzos para dotar al país, de más y mejores profesionales formados a alto nivel, pero igualmente, e inclusive mayormente importante, es dotarlos de infraestructura tecnológica en donde sea posible “aprender haciendo” tal como se hace en los países desarrollados.



Figura 3. Vista parcial de la sección de prueba.

y Proyectos FINEP, entidad adscrita al Ministerio de Ciencia y Tecnología del Brasil [5]. Los resultados, a partir de su puesta en marcha, se harán evidentes y la recuperación de la inversión no se hará esperar, si se logra incluir en los ejercicios de contabilidad el sentido beneficio para la sociedad.

LAS EXPECTATIVAS EN BRASIL Y LAS SEMEJANZAS PARA COLOMBIA

El laboratorio será fundamental para la industria nacional del petróleo en Brasil una vez que las mediciones de volumen sean dispuestas en base cuantitativa para la contabilización de los ingresos, costos y beneficios de las empresas del sector. Será también importante en cuanto a la garantía de la exactitud de las mediciones fiscales realizadas sobre la producción de petróleo en el territorio nacional y utilizadas en la contabilización de las regalías y las participaciones especiales, además de proporcionar confiabilidad en las actividades de tributo de todas las etapas del proceso de producción, transporte, refinación y distribución del petróleo y sus derivados.

Sin duda para Colombia y para cualquier país, estos beneficios serán inobjetable. Se requiere un voto de confianza entre los entes implicados, pero sobre todo, se requiere comprender que no existe desarrollo de un país si éste no cuenta con la infraestructura suficiente. Es importante entonces continuar consolidando los esfuerzos para dotar al país, de más y mejores profesio-

nales formados a alto nivel, pero igualmente, e inclusive mayormente importante, es dotarlos de infraestructura tecnológica en donde sea posible “aprender haciendo” tal como se hace en los países desarrollados.

AGRADECIMIENTOS ESPECIALES

Un agradecimiento especial expresan los autores al PhD. Kazuto Kawakita, Director del CMF del IPT por compartir esta información que sin duda contribuye a la difusión del conocimiento de nuestra sociedad.

REFERENCIAS

- [1] KAWAKITA Kazuto; PEREIRA Marcos Tadeu: A New Laboratory for Calibration and Testing of Oil Meters and Measurement Systems Components. 15th Flow Measurement Conference (FLOMEKO). Taipei, Taiwan. October 2010.
- [2] BRAZILIAN ENERGY BALANCE. Primary Energy Production: Brazilian Federal Government, Ministério de Minas e Energia / Empresa de Pesquisa Energética - EPE. Año 2009, base año 2008
- [3] OLADE Organización Latinoamericana de Energía. V Foro de Integración Energética Regional. Managua, Nicaragua. Octubre de 2010.
- [4] DAUED Arturo; LOZA Darío Alejandro: Experiencia Mexicana: Resultado de la Sinergia entre PEMEX - Refinación y el CENAM para el Mejoramiento de los Procesos de Medición de Hidrocarburos. 3ra Jornada Internacional de Medición de Fluidos. CDT de GAS. Bogotá, Colombia. Diciembre de 2004
- [5] www.ipt.br Instituto de Pesquisas Tecnológicas del Estado de Sao Paulo. Brasil

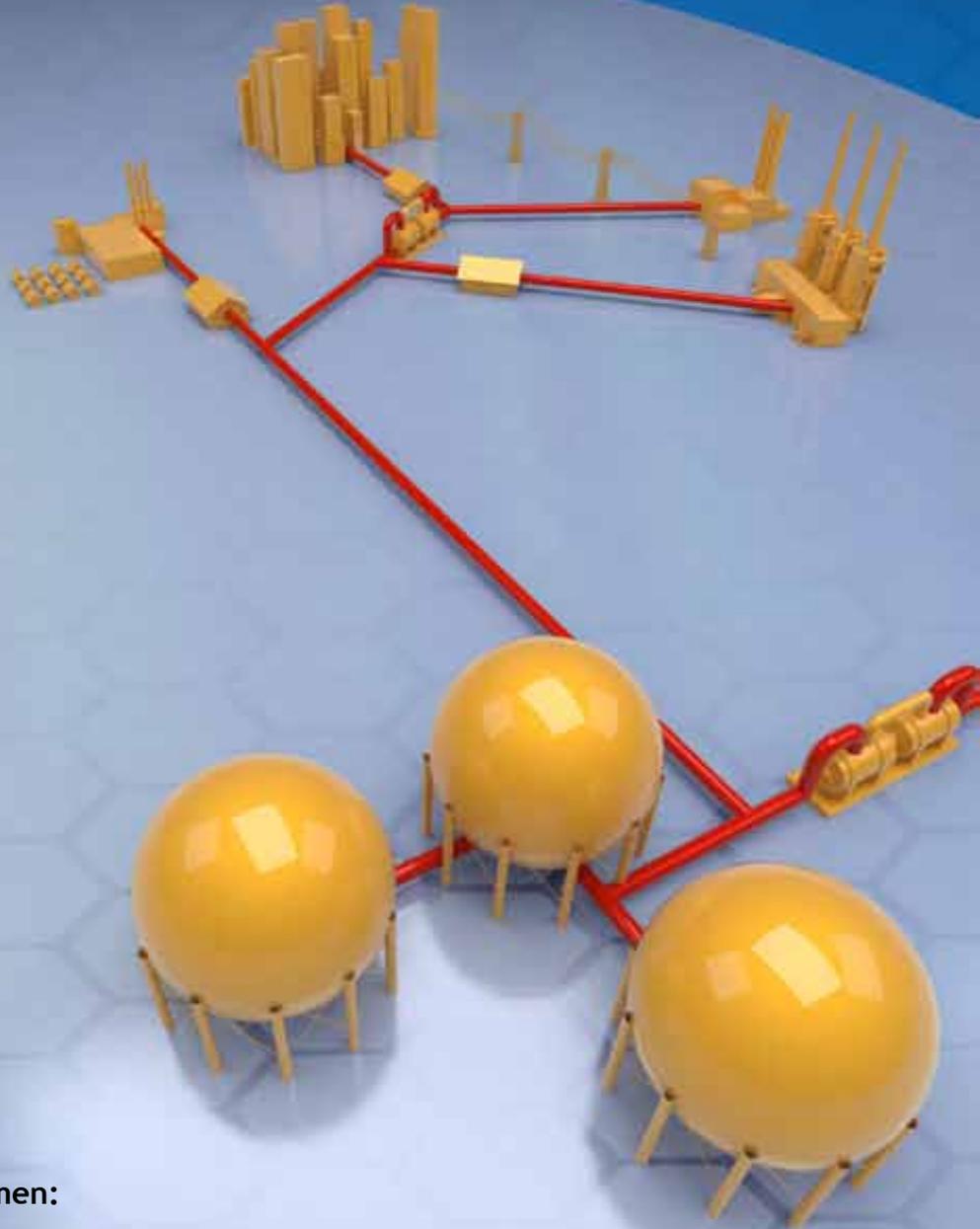
La ciencia no es sino una perversión de sí misma, a menos que tenga como objetivo final, el mejoramiento de la humanidad. Nicola Tesla, Inventor Austro-hungaro.

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

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

Aplicación de BRAM como Modelo para el Análisis de una Red de Gas Natural Mediante Reconciliación de Datos

Diana Marcela Castillo (dcastillo@cdtdegas.com)
René Gamboa Jaimes (rgamboa@cdtdegas.com)



Resumen:

El presente artículo explica, en primer lugar, la importancia económica y legal de mantener un adecuado control de los balances en las redes de gas natural (extensible a otros fluidos que se manejan en una sola fase), así como los cálculos matemáticos para efectuar los balances de masa y energía. Posteriormente, a partir de un estudio del estado del arte de las distintas metodologías desarrolladas a nivel internacional, se explica un proceso implementado dentro del CDT de GAS, que se propone como un modelo (BRAM: Balance y Reconciliación Aplicado a las Mediciones), que se fundamenta en la reconciliación de datos, y que podría ser completamente aplicable a nuestro entorno. Se considera que este proceso es replicable indistintamente en el transporte y distribución de agua, en los procesos de refinación del petróleo y a otros fluidos monofásicos.

1 INTRODUCCIÓN

En todo proceso productivo se requiere realizar cálculos de balance de volumen, masa y/o energía; el caso de los procesos de comercialización del gas natural, no es la excepción. Para que el gas natural llegue al usuario final deben realizarse distintos procesos de transferencia de custodia, en los cuales un agente entrega a otro, una cantidad determinada del energético con el fin de que éste sea transportado y posteriormente distribuido a los consumidores. Durante este proceso es posible que el gas cambie sus propiedades como consecuencia de las mezclas y las variaciones en las condiciones de operación que se presentan, sin embargo estas condiciones siempre deben cumplir con los límites establecidos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG, como caso específico para Colombia.

En este sentido, los diversos agentes de la cadena requieren realizar los balances de masa y/o de energía (los cuales se basan en las leyes de conservación) dando, en primer lugar, cumplimiento a los requisitos regulatorios establecidos para garantizar la confianza en el mercado y en segundo lugar, conociendo con veracidad la rentabilidad de su negocio desde la óptica comercial. Sin embargo, al realizar los respectivos cálculos de los balances, se encuentran diferencias considerables (en ocasiones mayores a las permitidas por la regulación) entre el gas entregado y el gas recibido. Estas diferencias se denominan comúnmente como «desbalances» y pueden ocasionar pérdidas considerables de dinero, si el desbalance es desfavorable; también casos en los cuales el balance es favorable (sobrantes de gas), aspecto que no se contempla en la regulación nacional y que pueden ocasionar dificultades al momento de realizar la facturación del consumo, llegando inclusive a generar desconfianza por parte de los usuarios.

En este sentido, dos razones fundamentales vienen siendo evidenciadas: primero, las desviaciones producidas por equipos que presentan errores (sistemáticos y aleatorios) derivados de la ausencia de control metrológico, sobre los cuales no se ha realizado una estimación de la incertidumbre asociada a las mediciones; y segundo, la ausencia total de datos en ciertos puntos de la red donde se presentan inconvenientes con los sistemas de medición (ausencia de equipos por mantenimiento, fallas, indisponibilidad de energía, etc). Una alternativa para mitigar este problema, realizando previamente la caracterización metrológica, es la reconciliación de datos, una técnica que a partir de cálculos estadísticos, y un conjunto de situaciones de carácter físico,

permite evaluar y confirmar la confiabilidad y calidad de los datos obtenidos (los resultados de las mediciones), encontrando resultados representativos o mejores estimados, que cumplan con los balances de masa y energía.

A nivel internacional, han sido desarrolladas una gran cantidad de metodologías para la implementación de esta técnica, por lo tanto fue necesario llevar a cabo un estudio de las mismas con el fin de identificar la más apropiada para los procesos de transferencia de gas natural en Colombia. El objetivo principal de dicho estudio era obtener un modelo válido que facilite el probable ajuste de las mediciones en las redes de gas, e identificar técnicas para la detección de errores gruesos (definidos en la literatura como errores sistemáticos muy significativos) en sistemas de medición que puedan llegar a afectar de forma severa los cálculos del balance.

El presente artículo muestra el proceso implementado y los resultados obtenidos en la generación de un modelo, alineado con las técnicas de reconciliación de datos disponibles, útil para su aplicación en la detección de errores gruesos y validación de balances en redes de transporte y distribución de gas natural. Para su mejor comprensión, se invita a revisar previamente el artículo “Aplicación de Análisis de Incertidumbre a la Optimización de Balances en Redes de Flujo de Fluidos” [1] el cual fue publicado en la primera edición de la Revista MET&FLU (Año 2009 - N° 01), que hacía referencia a una estrategia para la optimización de los balances, la cual viene siendo aplicada en la red de transporte de la empresa TGI S.A. ESP (Transportadora de Gas Internacional).

2 IMPORTANCIA DEL CONTROL DE LOS BALANCES EN LAS REDES DE GAS NATURAL

La cadena del gas natural comprende varios eslabones a saber: exploración, producción, transporte, distribución y uso final. Para mejor comprensión de este artículo, sólo nos referiremos a producción, transporte y distribución por tratarse de aquellos eslabones principales donde existe transferencia de custodia física real. Las empresas que hacen parte de los eslabones anteriormente mencionados realizan procesos de facturación y para ello es necesario conocer el volumen de gas que fluye por las tuberías, por lo que se cuenta con sistemas de medición que dan una indicación del caudal volumétrico de gas que pasa a través de un sistema de medición. En estos puntos se realiza la denominada transferencia de custodia del gas.

	TRANSPORTE	DISTRIBUCIÓN
Documento que establece la regulación	RUT—Reglamento Único de Transporte Resolución CREG 071 de 1999	Código de Distribución Resolución CREG-057
Cálculo de pérdidas de gas	$Pérdidas = C_e + (C_{ai} - C_{af}) - C_t - C_{op}$ (Ec.1)	$Pérdidas = V_t - V_f$ (Ec.2) ó $Pérdidas = \frac{(V_t - V_f)}{V_t} * 100$ (Ec.3)
Límite establecido para las pérdidas	Uno por ciento (1%)	Cuatro por ciento (4%)

Tabla 1. Reglamentación para el control de los balances en las redes de gas

Si hacemos referencia al Vocabulario Internacional de Metrología, VIM[2] encontramos que toda medición tiene error como se aprecia en la Figura 1, por lo tanto, como Exactitud de la Medida (VIM 2.13) entenderemos la proximidad entre un valor medido y un valor verdadero de un mensurando; por Error de Medida (VIM 2.16) la diferencia entre un valor medido de una magnitud y un valor de referencia; como Error Aleatorio de Medida (VIM 3.13) el componente del error de medida que, en mediciones repetidas, varía de manera impredecible y como Error Sistemático de Medida (VIM 2.17) al componente del error de medida que, en mediciones repetidas, permanece constante o varía de manera predecible. Como se dijo anteriormente, para este documento nos referiremos también a Errores Gruesos entendiéndolos como errores sistemáticos muy significativos, causados por eventos no aleatorios.

Al respecto, como generalidad, se conoce que los errores aleatorios siguen una distribución normal, con media cero y siempre están presentes en las mediciones; que los errores sistemáticos, por su parte, permanecen constantes en mediciones repetidas y que pueden ocasionarse por instalaciones incorrectas y/o por carencia de calibración de los instrumentos, asociados entre otros. Igualmente ya se conoce que estos errores se corrigen realizando un adecuado programa de aseguramiento metrológico (inspección, calibración, etc.) a los sistemas de medición.

Dichos errores aleatorios y sistemáticos generan, que en los cálculos de los balances de redes, se presenten diferencias entre la cantidad de gas recibida y la entregada, aspecto que origina los desbalances, es por tanto un deber de las empre-

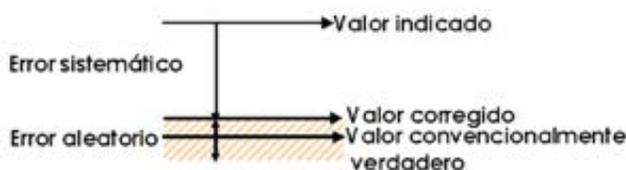


Figura 1. Diagrama del concepto de Error

sas contar con un adecuado control de las redes de gas, garantizando que dichos desbalances se mantengan dentro de un valor mínimo, establecido por las reglamentaciones legales, las cuales se mencionan a continuación.

2.1 Reglamentación Nacional en Materia de Control de Balances en Redes de Transporte y Distribución de Gas Natural

La CREG –Comisión de Regulación de Energía y Gas– es la entidad que se encarga de regular los servicios de energía y gas en Colombia, por tanto establece entre otros, los límites permitidos para las pérdidas (desbalances) en las redes de gas natural. En www.creg.gov.co se encuentra: *Somos una entidad eminentemente técnica y nuestro objetivo es lograr que los servicios de energía eléctrica, gas natural y gas licuado de petróleo (GLP) se presten al mayor número posible de personas, al menor costo posible para los usuarios y con una remuneración adecuada para las empresas que permita garantizar calidad, cobertura y expansión.*

La Tabla 1 muestra una comparación de la reglamentación para el control de los balances en las operaciones de transporte y distribución.

Dónde:

- C_e Sumatoria de la cantidad de energía entregada en todos los puntos de entrada del sistema de transporte, durante el período de análisis.
- C_{ai} Cantidad de energía almacenada en el sistema de transporte al inicio del período de análisis.
- C_{af} Cantidad de energía almacenada en el sistema de transporte al final del período de análisis.
- C_t Sumatoria de la cantidad de energía tomada en todos los puntos de salida del sistema de transporte durante el período de análisis.
- C_{op} Sumatoria de la cantidad de energía utilizada por el transportador para el funcionamiento del sistema de transporte, durante el período de análisis.
- V_t Es el gas natural comprado (recibido) en puerta de ciudad, es decir, el volumen medido en el city gate.

V_f Es el volumen de gas facturado a los usuarios finales

Se establece que las pérdidas menores al límite permitido, serán distribuidas entre los remitentes; por el contrario si las pérdidas son mayores a dicho límite, este excedente deberá ser asumido por la empresa transportadora o distribuidora. Como se observa en la Tabla 1, para el caso del transportador es necesario garantizar que las pérdidas sean menores del 1% de la energía transportada, mientras que, para el distribuidor, es del 4% del volumen distribuido. Esta diferencia se debe, principalmente, a las limitantes tecnológicas y logísticas en la red de distribución (los denominados comúnmente contadores de gas domiciliarios).

Teniendo en cuenta este panorama, se evidencia claramente la necesidad (económica) de controlar adecuadamente los balances en las redes de gas y para lograrlo se debe (de forma permanente) evaluar y controlar la infraestructura, los datos obtenidos y los procesos que intervienen en este cálculo.

2.2 Cálculo de los Balances de Masa y Energía

En todo proceso que se realice y, en general, en cualquier operación que se lleve a cabo, debe cumplirse con las leyes de conservación; tales como la ley de conservación de la masa, que establece que “La materia no se crea ni se destruye sólo se transforma”, y la primera ley de la termodinámica, la cual expresa que: “La energía no se crea ni se destruye sólo se transforma”. En términos matemáticos estas leyes se pueden representar por medio de la siguiente ecuación:

$$\sum \text{Entradas} - \sum \text{Salidas} + \text{Generación} - \text{Consumo} - \text{Acumulación} = 0 \quad (\text{Ec.4})$$

Debido a que en las redes de tuberías de gas natural no se presentan reacciones químicas los términos de generación y consumo se eliminan de la ecuación de balance. Por su parte, la acumulación, consiste en la cantidad de gas que se encuentra almacenada o empaquetada en la tubería y que en la práctica se conoce también como “inventario de gas”.

³ Es conveniente aclarar que en las redes también se presentan pérdidas de gas de carácter operacional, tales como venteos, shut downs, roturas, etc., las cuales no representan una entrega de gas, pero que si se estiman para considerarlas dentro de los balances. También, se resalta el hecho de que pueden existir fugas, hurtos y otros aspectos de “gas no contabilizado”, los cuales favorecen la generación de faltantes de gas (en lugar de sobrantes) y que la reconciliación de datos parte de una base “ideal”, es decir que se tienen controladas estas situaciones. En todo caso, la importancia del control metrológico es preponderante para poder implementar la técnica de reconciliación.

Adicionalmente a la determinación del inventario, también debe efectuarse la medición del volumen de gas en cada uno de los puntos donde se tengan recibos (entradas) y entregas (salidas) del energético, así como del poder calorífico superior, el cual permite determinar la energía que -hipotéticamente- el gas liberará en la combustión. Con esta información, es posible expresar la ecuación básica para el cálculo del balance de masa y energía en las redes de gas natural de la siguiente forma:

$$\sum \text{Recibos} - \sum \text{Entregas} + \Delta \text{Inventario de gas} = 0 \quad (\text{Ec.5})$$

Donde:

$$\Delta \text{Inventario de gas} = \text{Inventario inicial} - \text{Inventario final} \quad (\text{Ec.6})$$

Como se mencionó anteriormente, la Ecuación 5 se obtiene a partir de la ley de conservación y por tanto es una restricción del proceso, es decir que siempre debe garantizarse su cumplimiento.

A partir de lo anterior, es posible concluir que para realizar los cálculos de balance, es necesario definir el período de tiempo sobre el cual se efectuará el mismo, requiriéndose conocer el inventario y las mediciones de los volúmenes de gas recibido y entregado (al inicio y al final del período de balance), así como el poder calorífico del gas en cada punto de entrada y de salida. Estas variables que permiten efectuar los balances, se dividen en observables y redundantes; dicha clasificación será explicada a continuación.

2.3 Observabilidad y Redundancia

Teniendo en cuenta la Ecuación 5, determinar el valor de un caudal volumétrico en algún punto de la red donde no se tenga un medidor, es posible, si se conocen las mediciones de los demás caudales volumétricos. Estas variables, que se pueden determinar a partir de los valores de otras, se denominan «observables».

Por su parte, las variables «redundantes», son aquellas variables medidas que son observables aun cuando su medición es removida. Con base en lo anterior, se puede afirmar que una variable medida es observable, ya que su medición proporciona un estimado de dicha variable. Sin embargo, una variable no medida, es observable, sólo si puede ser indirectamente estimada mediante la utilización de las restricciones y las mediciones de otras variables [3]. Este concepto se constituyó en clave para el método implementado, el cual se explica más adelante.

3 RECONCILIACIÓN DE DATOS

En el entorno internacional, una solución evidente para lograr balances confiables es la utilización de sistemas de medición más exactos, que permitan obtener mediciones con incertidumbres muy bajas. Generalmente los proveedores de equipos recomiendan, en su contexto, el cambio de los sistemas de medición por otros de «última tecnología» inclusive redundantes, sin embargo esta solución requeriría de inversiones cuantiosas de dinero, por parte de las empresas del sector.

Conscientes de dicha problemática, y muy particularmente, defendiendo el concepto de que no solamente con inversiones cuantiosas se mejora la calidad de las mediciones, la Corporación CDT de GAS pensó en desarrollar, a través de este estudio, un modelo, que aprovechando los grandes avances en metrología aplicada al desarrollo industrial, permitiera realizar la detección de errores gruesos en dichos sistemas de medición, de tal forma que se obtengan balances perfectos, es decir en cero. El modelo resultante, de todas formas, correspondería a un método totalmente alineado con la reconciliación de datos, técnica que permite identificar los errores gruesos, focalizando los recursos económicos invertidos para mejorar la calidad de las mediciones, utilizando mediciones redundantes para ajustar los valores medidos, de forma que se obtenga el mejor estimado del valor convencionalmente verdadero, minimizando por tanto su incertidumbre en la estimación del balance de gas.

3.1 Selección de Métodos de Reconciliación Aplicables

Función de Minimización	Ecuación
MÍNIMOS CUADRADOS	$\rho_l = \varepsilon_l^2$ (Ec.7)
NORMAL CONTAMINADA	$\rho_l = -\ln \left\{ 0,765e^{\left(-\frac{\varepsilon_l^2}{2}\right)} + 0,0235e^{\left(-\frac{\varepsilon_l^2}{200}\right)} \right\}$ (Ec.8)
CAUCHY	$\rho_l = \ln \left(1 + \frac{\varepsilon_l^2}{2,3849^2} \right)$ (Ec.9)
LORENTZIAN	$\rho_l = -\frac{1}{1+(\varepsilon_l^2/13,52)}$ (Ec.10)
FAIR	$\rho_l = \left[\frac{ \varepsilon_l }{1,3998} - \ln \left(1 + \frac{ \varepsilon_l }{1,3998} \right) \right]$ (Ec.11)

Tabla 2. Funciones objetivo para el método de minimización

Para desarrollar la metodología de reconciliación de datos que permitiera realizar un correcto control de los balances (detección de errores), se efectuó por parte del CDT de GAS, en primer lugar, un barrido de las técnicas desarrolladas a nivel internacional; en este estudio se encontró una gran variedad de metodologías que realizan la reconciliación de datos utilizando desde sencillas fórmulas y operaciones entre matrices, hasta sofisticados algoritmos de computación como se expresa en [4][5][6][7]. Una vez se estudiaron y comprendieron, se seleccionaron, las que probablemente, podrían adaptarse mejor a la realidad y las necesidades particulares, enfocadas principalmente al control de los balances en las redes de Gas Natural.

Se encontró entonces que las ecuaciones que representan estos balances de gas natural, como se mostró en el capítulo anterior, son siempre lineales ya que no se presentan reacciones químicas, lo que permitió descartar aquellos métodos enfocados al desarrollo de la reconciliación de datos en procesos no lineales. De los métodos estudiados se seleccionaron como aplicables los siguientes:

- Método de Minimización de Funciones [8]: Consiste en la minimización de una función de la forma $\sum W_i \rho(\varepsilon)$ donde ε es el error, ρ es una función objetivo y W es un factor de ponderación (la incertidumbre de medición en este caso) que permite minimizar los errores de las mediciones. Este método ajusta las mediciones de forma que los errores se reduzcan y que las restricciones impuestas por las leyes de conservación de la naturaleza sean obedecidas. En la literatura se encuentran distintas funciones objetivo que se pueden utilizar para realizar la minimización de los errores; algunas de estas se muestran en la Tabla 2. El método de minimización utiliza un factor de ponderación (W) y tiene la ventaja de poder utilizarse, tanto para el control de los balances, como para hallar el valor representativo de una variable a partir de distintos valores de la misma.
- Método de Incertidumbre [9]: Este método permite encontrar el valor conciliado de una variable, a partir de dos o más mediciones redundantes de esa misma variable, por

	Minimización de Funciones	Incertidumbre
Limitación	Requiere de un valor de ponderación (incertidumbre), el cual por lo general no se conoce.	Sólo permite realizar la reconciliación de datos a una variable, por lo que no es posible hacer el control de los balances
Ventaja	Permite realizar la reconciliación de datos, con distintas variables al tiempo.	Tiene en cuenta la incertidumbre en la reconciliación y permite encontrar la incertidumbre del valor conciliado

Tabla 3. Comparación entre los métodos seleccionados

medio de una ecuación proveniente de un modelo multidimensional. Adicionalmente, basándose en la Guía para la Expresión de la Incertidumbre en las Mediciones—GUM, es posible encontrar la incertidumbre estándar del valor conciliado. Por medio de este método es posible realizar estudios de homogeneidad, solución de disputas y diagnósticos de equipos, pero no permite efectuar el control de los balances. Las ecuaciones que permiten determinar el valor conciliado de las mediciones y el respectivo valor de la incertidumbre se muestran a continuación:

$$m^c = \frac{\sum_{i=1}^n m_i}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{\sigma_i^2}} \quad (\text{Ec. 12})$$

$$U_{m^c} = \sqrt{\frac{1}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{\sigma_i^2}}} \quad (\text{Ec. 13})$$

Dónde:

m^c	Valor conciliado
m_i	Mediciones
σ_i	Incertidumbre de las mediciones
$U_{(m^c)}$	Incertidumbre del valor conciliado

3.2 Método de Reconciliación Seleccionado

De los métodos estudiados, se seleccionaron dos como los más indicados para realizar la reconciliación de datos en las redes de gas natural. Dentro del marco de los análisis realizados se efectuó una comparación y se determinaron las limitaciones y las ventajas de cada uno, con el fin de encontrar el más indicado. La Tabla 3 muestra los resultados alcanzados al realizar la comparación.

Con base en lo anterior, y de forma general en los análisis realizados, se determinó que el modelo apropiado para la reconciliación era la com-

binación de los dos métodos seleccionados (Método de Minimización de Funciones + Método de Incertidumbre), de forma tal, que el método de incertidumbre proporcionara el valor de la incertidumbre utilizado como factor de ponderación en el modelo de minimización de funciones, y éste último, finalmente, realizara la reconciliación de las mediciones, efectuando de esta forma el control de los balances.

4 «BRAM» (Balance y Reconciliación Aplicado a las Mediciones), MODELO IMPLEMENTADO PARA RECONCILIACIÓN DE DATOS EN REDES DE GAS NATURAL

4.1 Estructura del Modelo

La Figura 2 muestra la estructura del modelo «BRAM» implementado en el CDT de GAS para llevar a cabo la reconciliación de datos y la detección de errores gruesos en procesos aplicables a redes de gas natural.

4.1.1 Confirmación Metroológica de la Red

El primer paso consiste en verificar que la infraestructura, comprendida por la red propiamente dicha y por cada uno de los sistemas de medición que forman el sistema de transporte, se encuentre controlada mediante la ejecución de programas de inspecciones y calibraciones periódicas, dentro de periodos razonables, de manera que permitan mantener en óptimas condiciones físicas y metroológicas cada uno de los elementos utilizados para la cuantificación del volumen y/o la energía del gas. Por su parte, los datos obtenidos (siendo la información que se utiliza para

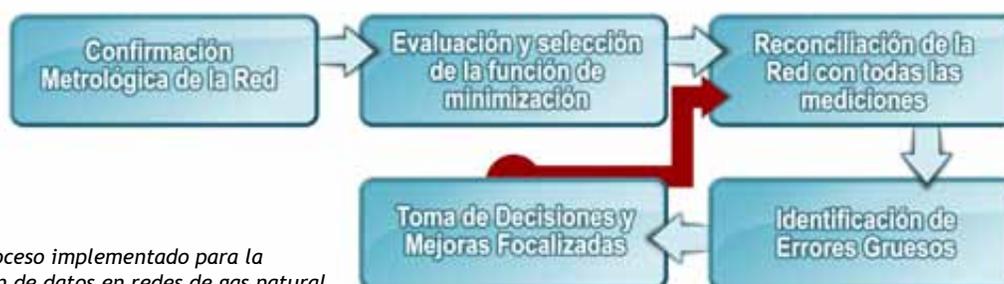


Figura 2. Proceso implementado para la reconciliación de datos en redes de gas natural

el cálculo del balance) deben ser validados y analizados, verificando que las fuentes sean confiables y en caso de ser datos obtenidos por medio de cálculos, los algoritmos usados deben ser técnica y numéricamente correctos. Finalmente, los procesos (modelos matemáticos) deben controlarse y en lo posible sistematizarse, para disminuir errores en el balance por manipulación inadecuada de la información o en los algoritmos utilizados.

Con respecto a la medición redundante, es necesario evaluar igualmente, que la red tenga esta propiedad, dado que es un requisito de las técnicas de reconciliación de datos. De lo contrario, debe evaluarse si es posible su implementación. Desde luego, éste es un requisito para la aplicación del modelo BRAM.

4.1.2 Evaluación y Selección de la Función de Minimización

Habiendo concebido claramente el modelo, e identificado que la red en estudio cumple, como se explicó en 2.1 y en 4.1.1, con las exigencias mínimas para llevar a cabo procesos de reconciliación de datos en redes de gas natural, se hace necesario encontrar la función de minimización que garantice un mayor rendimiento para el proceso, y por lo tanto, que permita obtener los mejores resultados. (El CDT de GAS trabajó con las cinco funciones indicadas en la Tabla 2, sin embargo las funciones Lorentzian y Normal Contaminada, se descartaron ya que presentaron problemas de convergencia para aplicaciones en redes de gas natural). Para determinar entonces la función de minimización, que obtenga el mayor rendimiento, se calculan los factores OP (Overall Power) que mide la eficiencia del modelo para detectar correctamente los errores; también el AVTI (Average number Type I Errors) que cuantifica los errores gruesos “incorrectamente detectados” y el factor de Selectividad que representa la capacidad para detectar los “errores reales”. Dichos criterios se calculan para un número “n” (mayor a 1) de simulaciones, por medio de las siguientes ecuaciones:

$$OP = \frac{\text{Número de errores gruesos correctamente identificados}}{\text{Número de errores gruesos simulados}} \quad (\text{Ec. 14})$$

$$AVTI = \frac{\text{Número de errores gruesos erróneamente identificados}}{\text{Número de simulaciones realizadas}} \quad (\text{Ec. 15})$$

$$\text{Selectividad} = \frac{\text{Número de errores gruesos correctamente identificados}}{\text{Número de errores gruesos detectados}} \quad (\text{Ec. 16})$$

Por su parte, el promedio y la mediana de la Reducción Total de Errores-TER (Ecuación 17) son

usados para comparar el rendimiento de la reconciliación de datos.

$$TER = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n (y_i - x_i^*)^2} - \sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i^* - x_i^t)^2}}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (y_i - x_i^t)^2}} \quad (\text{Ec. 17})$$

Donde:

- y_i : Valor con error aleatorio
- x_i^* : Valor conciliado
- x_i^t : Valor considerado como convencionalmente verdadero

En este sentido, los siguientes pasos deben ser ejecutados para la determinación de la mejor función de minimización:

1. Se determina el número de simulaciones que se desean realizar; se recomienda realizar un mínimo de 500 simulaciones.
2. Se adicionan errores gruesos de forma aleatoria a los valores convencionalmente verdaderos de las variables involucradas en el proceso.
3. Se realiza la reconciliación de datos con cada una de las funciones de minimización, y para cada uno de los casos simulados.
4. Se detectan los errores gruesos [10].
5. Se calcula el rendimiento de cada una de las funciones de minimización por medio del cálculo de los factores OP, AVTI y la Selectividad.
6. Se calcula el promedio y la mediana de la reducción total de errores TER.

Para seleccionar la función de minimización que debe utilizarse en la reconciliación de datos de las mediciones [11], se analizan los valores obtenidos para el promedio y la mediana del TER y se descarta, la función (o las funciones), que tenían los valores más bajos; posteriormente se observan los factores OP, AVTI y la Selectividad, y con base en los resultados, se encuentra la función con el mayor rendimiento para el proceso a conciliar. Una vez identificada dicha función es posible realizar el ajuste de las mediciones por medio de la reconciliación de datos, lo cual se explica a continuación.

4.1.3 Reconciliación de la Red con Todas las Mediciones

Una vez determinada la función de minimización a utilizar, es posible realizar el control de los balances mediante la reconciliación de datos. Para desarrollar la minimización se utiliza el Solver GRG *Non linear*⁴, el cual encuentra los valores ajustados cumpliendo con las restricciones (balances de masa) y minimizando los errores de acuerdo a la función seleccionada. Se escogió

⁴ GRG (Generalized Reduced Gradient) Non linear: Algoritmo que permite encontrar un valor óptimo (mínimo o máximo) para una fórmula objetivo, sujeta a restricciones o limitaciones.

esta herramienta ya que el algoritmo que utiliza ha sido validado y se ha comprobado que arroja resultados aceptables [12]. (El algoritmo manejado por Solver, se programó en el CDT de GAS en una macro de Visual Basic, lo cual automatiza y facilita los cálculos).

4.1.4 Identificación de Errores Gruesos

El siguiente paso es la identificación del sistema (o sistemas) de medición en la red, que presentan fallas y que poseen errores gruesos con el fin de realizar las respectivas operaciones de inspección y calibración. Para la identificación de los errores gruesos se lleva a cabo la reconciliación de datos con los valores indicados en las mediciones; posteriormente se elimina la primera medición y se realiza la reconciliación de datos con los demás valores; los valores ajustados son comparados con los medidos, y si la diferencia entre ambos es baja se puede determinar que dicha medición no tiene errores gruesos; por el contrario una diferencia alta, indica la presencia de dichos errores en esa medición; este procedimiento debe realizarse eliminando cada una de las mediciones, para determinar los medidores que deben ser intervenidos.

4.1.5 Toma de Decisiones y Mejoras Focalizadas

Finalmente, con la información obtenida se facilita la toma de decisiones a nivel organizacional, focalizando los recursos humanos y económicos hacia aquellos sistemas que realmente requieren atención. Es importante anotar, que no es siempre necesario reemplazar la totalidad del sistema porque aprovechando la estimación de la incertidumbre y mediante la evaluación de la sensibilidad, es posible hoy en Colombia, definir con exactitud, cual o cuales partes del sistema deben ser reemplazadas o mejoradas en torno a su funcionalidad.

Este método, igualmente puede ser nuevamente utilizado si se quiere obtener un resultado totalmente confiable, destacando su simplicidad y su ciclicidad.

5 RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DE BRAM EN UNA RED DE GAS NATURAL

Una vez determinado y totalmente comprendido el modelo, se aplicó sobre las mediciones de una red real de gas natural ubicada en Colombia. La red se muestra en la Figura 3, donde las flechas indican la dirección del flujo de gas. Como se observa en la figura 3, la red de gas natural cuenta con dos recibos y cinco salidas principales y una de estas se divide en dos flujos, por lo que se tiene un total de seis entregas. La empresa cuenta con medidores en cada uno de los puntos donde se realiza la transferencia de custodia del gas y adicionalmente cuenta con un medidor interno (M.I) ubicado en la línea de entrega del gas donde se realiza la división del flujo. La indicación obtenida por este medidor permite tener mediciones redundantes para los caudales de la red, lo cual hace posible realizar la reconciliación de datos y la detección de errores gruesos. El balance de masa global para esta red está dado por la siguiente ecuación:

Finalmente, con la información obtenida se facilita la toma de decisiones a nivel organizacional, focalizando los recursos humanos y económicos hacia aquellos sistemas que realmente requieren atención. Es importante anotar, que no es siempre necesario reemplazar la totalidad del sistema porque aprovechando la estimación de la incertidumbre y mediante la evaluación de la sensibilidad, es posible hoy en Colombia, definir con exactitud, cual o cuales partes del sistema deben ser reemplazadas o mejoradas en torno a su funcionalidad.

$$F_1 + F_2 - F_3 - F_4 - F_5 - F_6 - F_7 - F_8 + \Delta_{\text{Inventario}} = 0 \quad (\text{Ec. 18})$$

Adicionalmente, es posible realizar un balance alrededor del medidor interior (M.I), como se muestra en la siguiente ecuación:

$$M.I - F_7 - F_8 + \Delta_{\text{Inventario}} = 0 \quad (\text{Ec. 19})$$

Este balance redundante, como se mencionó anteriormente, permite realizar la detección de errores gruesos y el control de los balances.

Combinando las ecuaciones 18 y 19 se obtiene:

$$F_1 + F_2 - F_3 - F_4 - F_5 - F_6 - M.I + \Delta_{\text{Inventario}} = 0 \quad (\text{Ec. 20})$$

Para la aplicación del BRAM se siguió la estructura mostrada en la Figura 2. El CDT de GAS realizó previamente el aseguramiento metrológico de esta red. Los resultados se muestran a continuación.

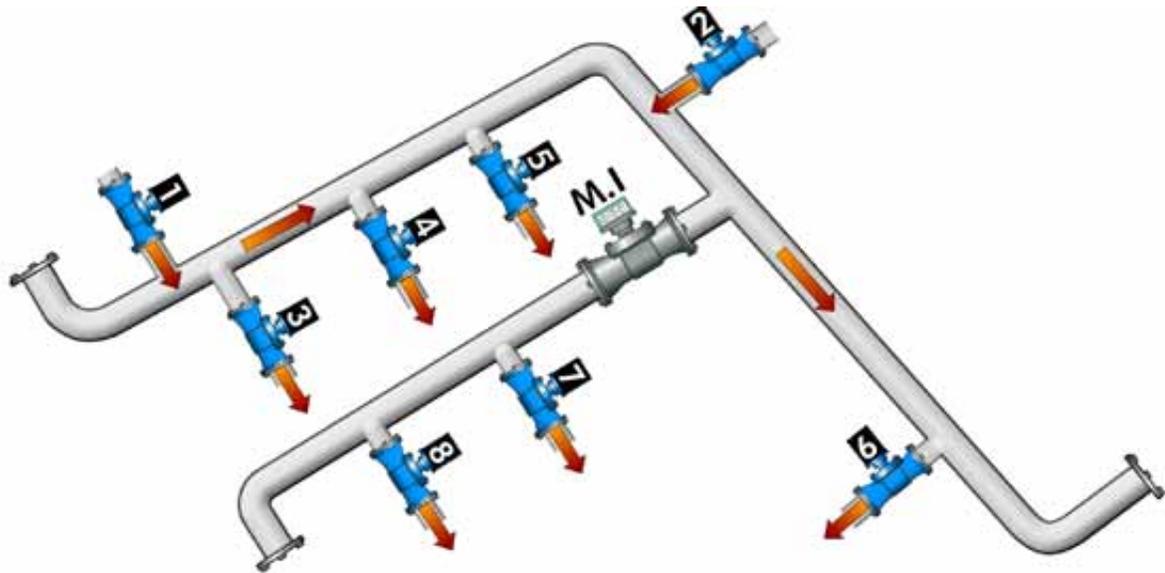


Figura 3. Red real de gas natural

5.1 Evaluación y Selección de la Función de Minimización:

Las simulaciones que permitieron determinar los factores que muestran el rendimiento de las funciones, se hicieron tomando como valores verdaderos, las mediciones del día que presentaba un desbalance más cercano a cero.

Para este procedimiento se realizaron 500 simulaciones, las cuales permitieron observar claramente cual era la función más apropiada para esta red. Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 4.

A partir de la información anterior, puede concluirse que para esta red, la función de minimización, con un mayor rendimiento, es la de Cauchy, debido a que tiene: el valor más alto del promedio y de la mediana TER; el valor de OP más cercano a 1; el más alto para la selectividad y finalmente el más bajo para el AVTI.

Ahora bien, ya con la función de minimización seleccionada, se prosigue a realizar la reconciliación con las ocho indicaciones arrojadas por los medidores, en cada uno de los puntos, donde se presenta la transferencia de custodia del gas.

5.2 Reconciliación de la Red con todas las Mediciones.

Una vez identificada la función de Cauchy, como la óptima, es posible realizar la reconciliación de las mediciones. Para esta red se contaba con los datos diarios correspondientes a un año de operación, por lo que la reconciliación se realizó para cada día. La Tabla 5 muestra la sumatoria para los dos recibos y las seis entregas del gas, así como la diferencia entre el inventario inicial y final, con las respectivas diferencias de las entradas y salidas de gas para 5 días de operación de la red, los cuales presentan un alto porcentaje de desbalances.

Factores de Rendimiento	M. Cuadrados	Cauchy	Fair
Nº Simulaciones	500	500	500
Total E.G simulados	967	268	352
E.G detectados	2277	351	337
E.G correctamente identificados	635	251	171
E.G incorrectamente identificados	1642	100	166
OP	0,660	0,937	0,486
AVTI	3,284	0,200	0,332
Selectividad	0,279	0,715	0,507
Promedio TER	-39,609	1,399	0,009
Mediana TER	-36,619	0,234	0,007

E.G = Errores Gruesos

Tabla 4. Cálculo de factores de rendimiento para la red de gas natural

BALANCES

Día	Δ Inventario(KPCE)	Recibos (KPCE)	Entregas (KPCE)	Desbalance (KPCE)	%Desbalance
1	6,91	2124,50	2760,85	-629,43	-29,63%
2	17,64	2356,82	2971,28	-596,81	-25,32%
3	51,06	3557,84	1836,48	1772,43	49,82%
4	-1,28	3910,68	2907,55	1001,85	25,62%
5	115,56	6137,00	4426,52	1826,04	29,75%

Tabla 5. Balances en la red de Gas Natural

VALORES CONCILIADOS

Día	Δ Inventario(KPCE)	Recibos (KPCE)	Entregas (KPCE)	Desbalance (KPCE)	%Desbalance
1	6,91	2124,52	2131,43	0,00	0%
2	17,64	2356,83	2374,48	0,00	0%
3	51,06	2190,88	2241,94	0,00	0%
4	-1,28	3910,67	3909,39	0,00	0%
5	115,56	4310,99	4426,55	0,00	0%

Tabla 6. Balances en la red con los valores reconciliados

La reconciliación, fue entonces aplicada a cada uno de los días del año, lo que permitió ajustar las mediciones de forma que se cumpla con las leyes de conservación de masa y energía. Esta reconciliación se realizó con las mediciones de los recibos y las entregas, sin tener en cuenta las indicaciones del medidor interno. Para este caso específico (aunque no aplica para todos) el Δ Inventario no fue reconciliado dado que las variaciones de presión son muy pequeñas con respecto al período de reconciliación (diario), por lo que el Δ Inventario se consideró despreciable, frente a los recibos y entregas de gas, sin embargo, sí se tomó en cuenta al momento de plantear las restricciones de la red (balances de masa). Los valores reconciliados de las mediciones para los 5 días de la tabla anterior se muestran en la tabla 6.

5.3 Identificación de Errores Gruesos

Utilizando la indicación de caudal volumétrico entregado por el medidor interno (M.I), se realizaron las reconciliaciones eliminando cada una de las

mediciones, con el fin de identificar los sistemas de medición que tuvieran las diferencias más altas, entre el valor medido y el valor reconciliado. Las indicaciones obtenidas por el medidor interno, permiten que las demás mediciones se conviertan en redundantes, lo que facilitó la detección de errores gruesos.

Inicialmente se retiró el medidor 1, se realizó la reconciliación sin dicho medidor y se encontró el valor del caudal 1, a partir de los balances de masa y la indicación del medidor interno; este procedimiento se repitió para cada uno de los datos de medición.

En la Figura 4 y la Figura 5 se muestran las variaciones entre los valores reconciliados (con y sin el respectivo medidor) y las mediciones de caudal para los medidores 3 y 5, como se observa en las gráficas los porcentajes de variación entre los 2 valores no son mayores al 1%, lo cual indica que estos sistemas de medición están funcionando correctamente. Así mismo para los demás medidores

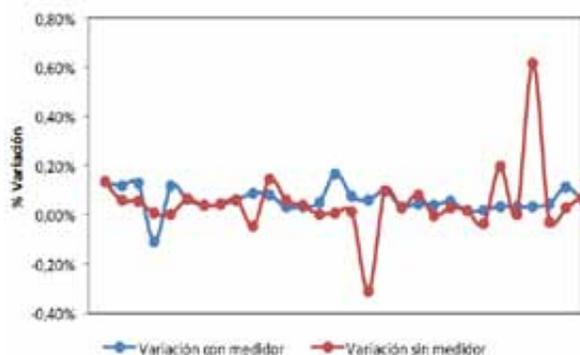


Figura 4. Variaciones entre el valor medido y los reconciliados del medidor 3

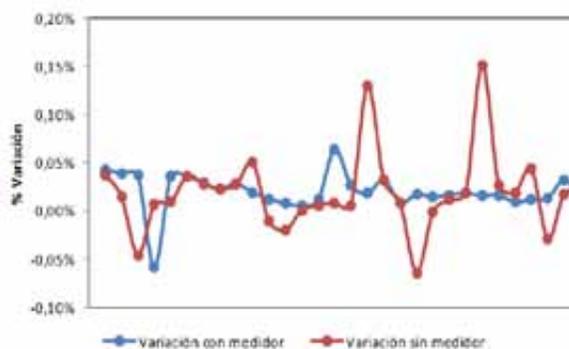


Figura 5. Variaciones entre el valor medido y los reconciliados del medidor 5

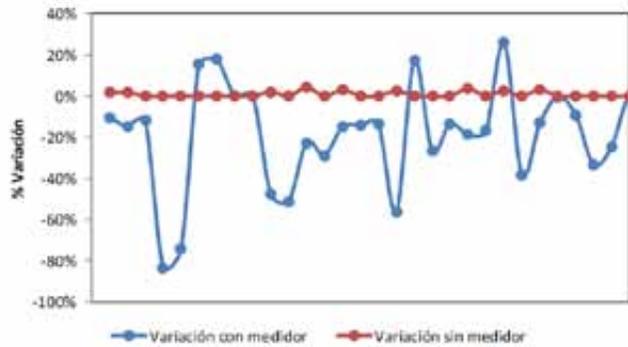


Figura 6. Variaciones entre el valor medido y los reconciliados del medidor interno (M.I)

ubicados en los puntos de recibo y entrega del gas, se encontraron resultados similares, lo que permitió concluir que dichos medidores no estaban generando errores gruesos que afectaban los cálculos de los balances en la red.

Por el contrario, cuando se evaluó el medidor interno (M.I) se encontraron grandes variaciones (+20% / -20%, -40%, -60%, -80%) entre el valor medido y el valor reconciliado, cuando el medidor es utilizado en la reconciliación. Por el contrario cuando este medidor no se utiliza en la reconciliación, las variaciones son pequeñas lo cual puede observarse en la Figura 6.

5.4 Toma de Decisiones y Mejoras Focalizadas

A partir de lo anterior, fue posible determinar que el medidor interno (M.I) debería ser intervenido, ya que probablemente presentaba fallas que generaban errores gruesos. Una actividad de inspección realizada posteriormente al sistema de medición (M.I), permitió confirmar el resultado obtenido con la aplicación del BRAM.

Una vez sean realizados los procesos de calibración y ajuste, es posible aplicar nuevamente el BRAM como método de control, logrando cada vez optimizar el balance de tal forma que se pueda realizar un correcto procedimiento de facturación en la compra y venta del gas natural. Adicionalmente, las inversiones de capital realizadas para la identificación de los errores en los sistemas de medición, resultaron siendo mínimas.

Finalmente, el BRAM, como herramienta de uso frecuente, permite monitorear las mediciones logrando detectar probables errores gruesos que en el futuro se puedan volver a presentar en la red.

6 CONCLUSIONES

- Se identificó, que una combinación de los métodos de minimización de funciones y de incertidumbre, es una metodología adecuada para realizar el ajuste de las mediciones y la detección de errores gruesos en las redes de gas natural.

BRAM, permite identificar aquellos sistemas de medición que presentan fallas y que generan la presencia de errores gruesos, facilitando a las empresas encargadas del transporte y la distribución del gas natural, conocer qué equipos requieren ser inspeccionados, calibrados y/o ajustados, con el fin de garantizar mediciones confiables que faciliten la realización de las distintas operaciones de facturación.

Por consiguiente, se reduce ostensiblemente la inversión en adquisición de nuevos sistemas de medición, e inclusive, en actividades de calibración e inspección que podrían resultar innecesarias, logrando al final, plena confiabilidad en los balances de la red de gas natural.

- Se determinó que para la aplicación de la técnica de minimización de error se requiere de una función objetivo. Luego de un barrido se encontró una gran cantidad de funciones de minimización que han sido desarrolladas en diversas investigaciones y reportadas en la literatura, sin embargo todas estas funciones tienen un rendimiento distinto dependiendo del proceso en el que se quiera aplicar. Para el caso de las redes de gas natural, se estableció que las funciones de Mínimos Cuadrados, Cauchy y Fair eran las más apropiadas, sin embargo para encontrar cuál es la más adecuada para una red determinada debe realizarse el cálculo de los factores OP, AVTI, Selectividad y TER.
- La aplicación del BRAM depende de la infraestructura y la ubicación de los sistemas de medición de la red que se pretende reconciliar, por lo tanto es necesario hacer un estudio de observabilidad y redundancia, que permita determinar si se cuenta con mediciones redundantes que faciliten la detección de errores gruesos y el posterior ajuste de las mediciones, puesto que de no contarse con tales variables redundantes, la aplicación de la metodología sería inviable. Es claro entonces, que de no contar con ellas, se requerirían adecuaciones en la red, previas a la aplicación del BRAM.
- La metodología aplicada, permite identificar aquellos sistemas de medición que presentan fallas y que generan la presencia de errores gruesos, facilitando a las empresas encargadas del transporte y la distribución del gas natural, conocer qué equipos requieren ser inspeccionados, calibrados y/o ajustados, con el fin de garantizar mediciones confiables que faciliten la realización de las distintas operaciones de facturación. Por consiguiente se reduce ostensiblemente la inversión en adquisición de nuevos sistemas de medición, e inclusive, en actividades de calibración e inspección que podrían resultar innecesarias, logrando al final, plena confiabilidad en los balances de la red de gas natural.
- El modelo implementado, aplicó correctamente a la red en la que fue evaluada, ya que dicha red contaba con un control previo de las mediciones (aseguramiento metrológico, errores sistemáticos pequeños e incertidumbres razonables), lo que permitió determinar cual medidor presentaba las fallas y generaba los errores gruesos. Durante las pruebas, y teniendo en cuenta el conocimiento real de la red, fue posible confirmar que el nuevo modelo implementado, que permite aplicar la reconciliación de datos, realizó un correcto ajuste a las mediciones.
- Finalmente, se realizó en el CDT de GAS un estudio relacionado con el estado del arte, acerca de las metodologías que permiten efectuar el control de los balances en los distintos procesos, lo cual permitió identificar las distintas herramientas estadísticas desarrolladas a nivel internacional para la ejecución de la reconciliación de datos. Es importante destacar, que el CDT de GAS continuará estudiando y desarrollando este modelo, el cual podría permitir a nivel nacional, un avance tecnológico importante, ya que la utilización de herramientas estadísticas para el control de los balances, puede ser aplicada en cualquier tipo de proceso y para cualquier red de fluidos que se encuentren en una sola fase.

REFERENCIAS

- [1] ORTIZ AFANADOR, Juan M y VELOSA CHACÓN, John F. Aplicación de análisis de incertidumbre a la optimización de balances en redes de flujo de fluidos. Revista MET&FLU. N° 1. 2009
- [2] VOCABULARIO INTERNACIONAL DE METROLOGÍA. Conceptos fundamentales y generales, y términos asociados (VIM), JCGM 200:2008.
- [3] BAGAJEWICZ, Miguel J y CABRERA, Enmanuel. Data Reconciliation in Gas Pipeline Systems. 2003
- [4] MANDEL, Denis; ABDOLLAHZADEH, Ali; MAQUIN, Didier; RAGOT, José. Data Reconciliation by inequality balance equilibration: a LMI approach. 1997
- [5] RAO, R. Ramesh y NARASIMHAN, Shankar. Comparison of Techniques for Data Reconciliation of Multicomponent Process.
- [6] MAQUIN, Didier; ADROT, Olivier; RAGOT, José. Data Reconciliation with uncertain models. 2000
- [7] MAQUIN, Didier. Y RAGOT, José. Comparison of Gross Errors Detection Methods in Process Data. 1991
- [8] NARASIMHAN, Shankar y JORDACHE, Cornelius. Data Reconciliation & Gross Error Detection. An intelligent use of Process Data. Gulf Publishing Company. 2000
- [9] OLIVEIRA, Elcio C. y AGUIAR, Paula F. Data Reconciliation in the Natural Gas Industry: Analytical Applications. 2009.
- [10] HAMPEL, F. R., RONCHETTI, E. M., ROUSSEEUW, P. J. y STAHEL, W. A. Robust statistics—the approach based on influence functions. New York: Wiley. (1986).
- [11] ÖZYURT, Derya B y PIKE, Ralph W. Theory and practice of simultaneous data reconciliation and gross error detection for chemical processes. 2004
- [12] DRUD, Arne. Conopt: a GRG code for large sparse dynamic nonlinear optimization problems. 1983

Conocimientos Fluidos

RESPUESTAS TECNOLÓGICAS A PREGUNTAS DE NUESTROS LECTORES

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

De acuerdo con manual *Analytical Instrumentation*[1] sección 8.26 la importancia de la medición, detección y límite regulatorio del sulfuro de hidrogeno - H_2S , con respecto a la producción, transporte y distribución de gas natural, tiene su origen en dos principales preocupaciones:

- La primera condición está relacionada con la protección de las personas con respecto a los efectos letales de H_2S .
- La segunda condición se relaciona con la prevención de la fragilidad, por efectos del hidrógeno, en las líneas de transporte de gas natural.

En Colombia, estas recomendaciones han sido consideradas en el Reglamento Único de Transporte -RUT (CREG 071 de 1999) estableciendo que el límite permisible de concentración de H_2S en el gas natural transportado y distribuido, debe ser de 6 ppmv, y en los numerales 5.5.3.2 y 5.5.3.3 de la Resolución 041 de 2008, ratificando la necesidad de realizar calibraciones en todos los sistemas de medición, tipo transferencia de custodia, con equipos que evidencien trazabilidad y la necesidad de verificaciones periódicas para garantizar exactitudes acordes. Más información puede verse en la Segunda Edición de MET & FLU[2]. A pesar de la visible evolución que ha tenido la regulación con respecto a la medición, a nivel nacional el tema de metrología química (rama donde está incluido el análisis de la calidad del gas), aún es muy incipiente y carece de correcta trazabilidad, tal y como se planteó en la **Primera reunión de expertos INTERCAN [3]**.

Consciente de esta situación, desde hace tres años la Corporación CDT de GAS viene realizando significativos avances, por ejemplo, realizando el estudio del estado del arte, evaluando las necesidades de adquisición de equipos, las necesidades de formación de competencias del personal, de manera que en el área de calidad de gas fuese posible brindar herramientas metroológicas suficientes, a la industrias del gas natural, para garantizar mediciones confiables en H_2S y en general de los contaminantes más conocidos.

A continuación se abre un espacio de discusión dando respuesta a dos preguntas relacionadas con la medición de este contaminante:

¿Cuál es el factor que comúnmente genera más distorsiones en la medición en línea del H_2S que contiene el gas natural ?

De acuerdo con el estándar ASTM D 4084[4], la causa más común de distorsión en la medición de H_2S en gas natural, está relacionada con las propiedades de los materiales del tubing o accesorios utilizados para el transporte del gas, desde la fuente hacia el analizador de H_2S (comúnmente denominado sistema de muestreo). El H_2S posee una considerable actividad química y propiedades de adsorción con las superficies de determinados materiales, lo que puede generar variación de la concentración de H_2S del gas que va hacia el analizador durante considerables períodos de análisis. En la Figura 1 se observa la curva de color morado (que representa la medición de H_2S con tubing de muestreo en Acero Inoxidable) en el cual se puede observar el retraso que se presenta en el transporte del H_2S por adsorción debido al contacto con el tubing. Por lo tanto el estándar ASTM D 4084, recomienda conectar el analizador lo más cerca posible de la fuente para disminuir la longitud de contacto y el uso de materiales como acero inoxidable, hastelloy, aluminio o línea de muestreo de fluorurocarbón, y ratifica no utilizar elementos en materiales tales como cobre o bronce.

Como se conoce, en algunas ocasiones la instalación de los analizadores cerca de la línea de gas, no es factible por condiciones de operación o seguridad. Bajo estas circunstancias, el uso de tubing de acero inoxidable comercial (comúnmente utilizado) para longitudes considerablemente largas, tampoco es una buena opción debido al fenómeno de adsorción ya descrito. Para estos casos algunos fabricantes de tubing y accesorios para muestreo tales como Swagelok, Conax, Silconert, brindan soluciones con materiales “pasivados”, es decir, materiales con tratamiento superficiales como electro pulido, recubrimientos con material pasivado, los cuales disminuyen en gran medida la capacidad de adsorción del H_2S .

En la siguiente figura se observa claramente la disminución del retraso con la utilización de un acero inoxidable con tratamiento electropulido garantizando de esta forma, una muestra representativa sin demora.

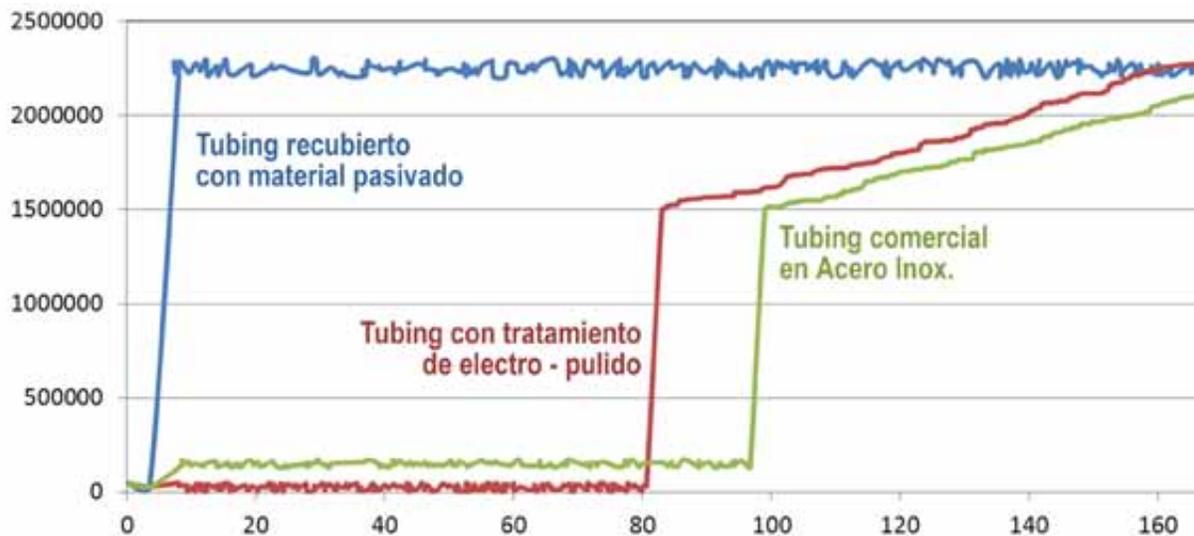


Figura 1. Comparación de los tiempos de demora de medición de H₂S a causa de su retención en el tubing de muestreo

¿ Que métodos podrían ser utilizados para la calibración de analizadores de H₂S en línea ?

Para la calibración de analizadores de H₂S, actualmente se cuenta con diferentes métodos documentados y aceptados internacionalmente, tales como los descritos los estándares ASTM e ISO entre los que se destacan: Uso de materiales de referencia, tubos de permeación y técnicas de dilución. La selección de un método de calibración está en función, principalmente, de la infraestructura disponible en cada país (laboratorios competentes, proveedores calificados, y en general procesos claros de certificación de gases de referencia) para garantizar la trazabilidad de los resultados obtenidos. Analizado el contexto en Colombia, puede mencionarse que no se conocen estrategias concretas que permitan brindar dicha trazabilidad y que por lo tanto, los usuarios recurren a la compra de materiales de referencia en otros países, lo cual normalmente resulta más costoso.

Analizado el contexto en Colombia, puede mencionarse que no se conocen estrategias concretas que permitan brindar dicha trazabilidad y que por lo tanto, los usuarios recurren a la compra de materiales de referencia en otros países, lo cual normalmente resulta más costoso.

Un aspecto adicional a la trazabilidad, es la importancia de conocer el desempeño metrológico del método, las características de operación requeridas y el costo de adquisición de los equipos asociados al método o a los métodos de calibración seleccionados. Con el objeto de mostrar las capacidades de cada uno, se muestra a continuación una descripción de operación y una tabla comparativa (Ver Tabla 1) de cada uno de procesos de calibración más utilizados.

- **Materiales de referencia.** Para la calibración de los analizadores de H₂S en Colombia, generalmente es utilizado un material de referencia gaseoso contenido en un cilindro de alta presión (llamado generalmente como “gas de calibración” o “gas patrón”) el cual es suministrado por fabricantes o proveedores nacionales o internacionales. Es importante mencionar, en este caso, que para la evaluación de la linealidad de los analizadores de H₂S, en línea, las normas de referencia recomiendan

el uso, como mínimo, de tres materiales de referencia (Ver ASTM D 7166[6]) con diferente concentración de H₂S que promedien el valor típico de medición.

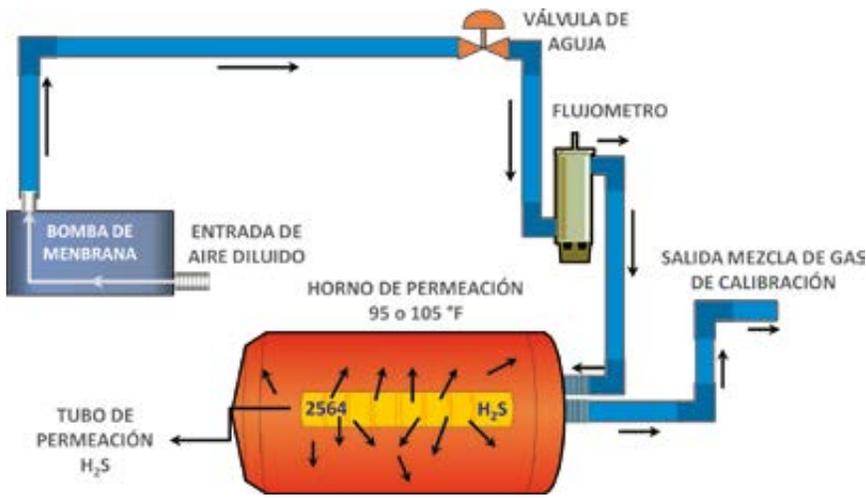


Figura 2. Esquema de montaje de método de calibración con tubo de permeación

Debido a la ya mencionada alta capacidad de adsorción del H_2S , la estabilidad (en el tiempo) del material de referencia depende considerablemente del material del cilindro (generalmente es de acero al carbono), por lo tanto la vida útil según Haydt[5], es típicamente de seis (6) meses para materiales de referencia, que poseen concentraciones de H_2S menores a 10 ppmv (más utilizados en Colombia por el límite regulatorio), y doce (12) meses para aquellos que poseen concentraciones por encima de 10ppmv.

En razón a la corta vida de uso y al bajo consumo de muestra de gas durante las calibraciones, para la mayoría de los casos, al final de la fecha de vencimiento, se cuenta aún con gran parte del material de referencia que no puede ser utilizado. Una solución para aumentar la vida útil es la utilización de materiales de referencia gaseosos contenidos en cilindros con materiales pasivados, sin embargo el costo por la compra de estos cilindros podría aumentar considerablemente. La otra solución es la recertificación del material de referencia, pero a la fecha, el autor

no evidenció en Colombia un laboratorio de certificación de materiales de referencia que contara con acreditación.

• **Dispositivos de permeación.** Este sistema consiste en un gas portador (podría ser aire seco o nitrógeno), el cual ingresa al equipo a través de una bomba de diafragma (Ver Figura 2). El gas portador viaja por un tubing de material pasivado hacia un sistema de control de caudal compuesto por una válvula de aguja y un caudalímetro (rotámetro o medidor másico-térmico) de aire,

para el ajuste de caudal volumétrico. El gas portador fluye hacia un horno donde los tubos de permeación de H_2S son mantenidos a una temperatura constante. Los tubos de permeación son membranas semipermeables, las cuales, debido a su área de superficie y características químicas permiten que una pequeña cantidad del compuesto fluya a través de la membrana a una rata conocida y constante. La mezcla del gas portador y la cantidad definida de H_2S , produce un gas de concentración conocida, que se constituye en el estándar de calibración de acuerdo con los lineamientos dados en la ASTM D3609[7].

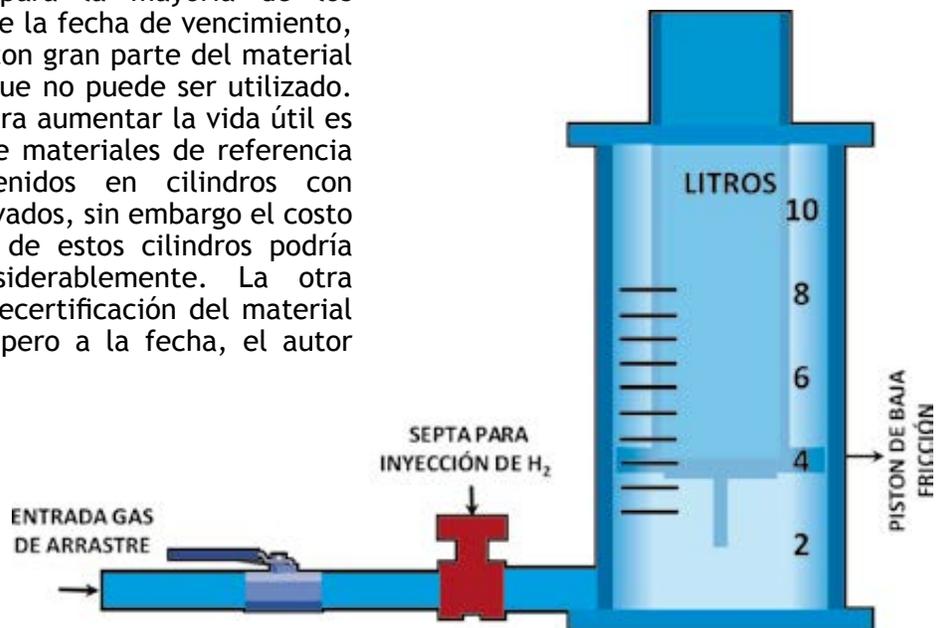


Figura 3. Esquema de montaje de método de calibración por dilución de gases

Método de calibración	DESEMPEÑO TÍPICO				VIDA UTIL	
	Intervalo de calibración [ppmv]	Exactitud con lectura de 6 ppmv [ppmv]	Reproducibilidad con lectura de 6 ppmv [ppmv]	Trazabilidad de los resultados	Requiere reemplazo total	Períodos de verificación metroológica [sugerido meses]
MRC	3 puntos/3 MRC	0,1	0,1	a	✓	3 meses
Tubos de permeación	0 - 150 ppmv	0,15	0,15	b		3 meses
Dilución	0,1 ppmv- 100%	0,2	0,2	a		6 meses

a) El país actualmente no cuenta con infraestructura para brindar trazabilidad a materiales de referencia
 b) El país actualmente cuenta con trazabilidad para mediciones de caudal y temperatura pero no para tubos de permeación (NIST es un proveedor de estos elementos).

Tabla 1. Comparación de los métodos de calibración

- **Técnicas de Dilución.** De acuerdo con el estándar ASTM D 4468[8] es aceptable la calibración de analizadores de H₂S, en línea, mediante estándares de referencia preparados a partir de técnicas de dilución. Generalmente una pequeña cantidad de H₂S puro es inyectada vía una jeringa, en un gran contenedor cilíndrico y luego diluida con gas de arrastre o portador. Por intermedio de la variación de la cantidad de H₂S inyectado y de la cantidad de aire usado para dilución, prácticamente cualquier valor deseado se puede obtener. En la norma ASTM D3609 se describe detalladamente la infraestructura y condiciones necesarias para la utilización de esta referencia.

Según la ASTM D4468 el material de referencia generado a través de esta técnica, debería ser utilizado inmediatamente después que se ha generado, debido a la tendencia a degradarse fácilmente con el tiempo. De acuerdo con la ASTM D4468, generalmente este estándar de referencia se deteriorará, menos de 1% del volumen inicial en 15 min.

Una ventaja con respecto al primer método está relacionada con que los gases utilizados, por ser de alta pureza, son más estables y sus períodos de sustitución son más prolongados (1 a 2 años), pero la gran desventaja que poseen es que requiere

manipulación de cantidades de H₂S de alta pureza, que son altamente tóxicos para las personas.

A continuación se muestra una tabla de comparación de los diferentes métodos de calibración

REFERENCIAS

- [1]. Analytical Instrumentation
- [2]. HERNÁNDEZ SUAREZ, Sandra M; FUENTES OSORIO, Jose Augusto; ABRIL BLANCO, Henry. Perspectiva de Análisis Tecnológico a los Límites de Especificación de la Calidad del Gas Natural establecidos en la Regulación Colombiana. Revista MET&FLU. N° 2. 2010
- [3]. Secretaría General de la COMUNIDAD ANDINA. I Reunión del Grupo de Expertos INTERCAN - Metrología. 2010.
- [4]. ASTM D 4084. Standard Test Method for Analysis of Hydrogen Sulfide in Gaseous Fuels (Lead Acetate Reaction Rate Method). 2007
- [5]. HAYDT, David. Determination of Hydrogen Sulfide and Total Sulfur in Natural Gas. Galvanic Applied Sciences.
- [6]. ASTM D 7166. Standard Practice for Total Sulfur Analyzer Based On-line/At-line for Sulfur Content of Gaseous Fuels. 2010
- [7]. ASTM D 3609. Standard Practice for Calibration Techniques Using Permeation Tubes. 2010
- [8]. ASTM D 4468 Standard Test Method for Total Sulfur in Gaseous Fuels by Hydrogenolysis and Rateometric Colorimetry. 2006

Ya TGI S.A. ESP (Transportadora de Gas Internacional), **hace parte de nuestro proyecto: nos ha brindado su apoyo para la difusión.**

Continuamos en la búsqueda de más entidades públicas y/o privadas, y de personas naturales que deseen apoyar con recursos económicos la edición de cada tiraje de MET&FLU:
“Ciencia, Tecnología e Innovación”.

Nuestro representante próximamente se colocará en contacto con usted...
o escribanos a revistamyf@cdtdegas.com

Recordamos que MET&FLU: “Ciencia, Tecnología e Innovación”, estará disponible en versión digital en www.cdtdegas.com



**HECHO EN
COLOMBIA**
Corporación CDT de GAS

**“Encuentra una ocupación que ames y
no trabajarás un solo día en tu vida”**

Confucio: Filósofo y una de las figuras
más influyentes de la historia china.



Corporación CDT de GAS
Centro de Desarrollo Tecnológico del GAS

www.cdtdegas.com