AÑO 2011 - Nº 5

MET&FLU

ciencia - tecnología - innovación

ISSN 2145-5716

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

Reduciendo las Emisiones de Metano en la Industria del Petróleo y del Gas para Alcanzar Beneficios Económicos, Operacionales y Medioambientales

Medición Multifásica: Control de Producción en Plataformas de Petróleo y Gas

Pag. 26

Recertificación de Materiales de Referencia Gaseosos

Pag. 50

Mejor Capacidad de Medida y la Capacidad de Medida y Calibración

Pag. 58

Corporación CDT de GAS
Centro de Desarrollo Tecnológico del GAS

Eventos 2011

Julio

6ta Jornada Internacional de Medición de Fluidos

La convocatoria realizada por la Corporación CDT de GAS a diferentes sectores de la economía colombiana y en general a la comunidad Latinoamericana que hace uso de la metrología de los fluidos como soporte para el desarrollo productivo, fue acogida con gran atención, inclusive en un amplio contexto internacional (Brasil, México, USA, Inglaterra).

Septiembre

Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos - EPA
Emisiones Fugitivas de Metano en la Industria del Gas Natural

La Corporación CDT de GAS, recibió recientemente la visita de Carey Bylin, gerente del Programa Natural Gas STAR International de la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos - EPA, y representante de la Iniciativa Metano Global –GMI, junto al experto internacional Don Robinson, y la consultora Mariella Cacho, con el objetivo de explorar las oportunidades de cooperación y transferencia de información.

Octubre

Proyecto de Estructuración y Fortalecimiento de la Red Colombiana de Metrología

La Corporación CDT de GAS, recibió la visita de la PhD Vera Ponçano, Consultora internacional de PTB para el Proyecto de Cooperación Internacional de la Unión Europea en Asistencia Técnica al Comercio, y los Ing. Carlos Andrés Quevedo y Lidia Stella Niño, del Ministerio de Comercio Industria y Turismo. Esta visita se da en el marco del Proyecto de Estructuración y Fortalecimiento de la Red Colombiana de Metrología.

Noviembre

Reconciliación de Datos

La Corporación CDT de GAS, recibió al PhD Miguel Ángel Bagajewicz, (Profesor de la Escuela de Ingeniería de Materiales, Química y Biología de la Universidad de Oklahoma), quien llegó al país con el objetivo de realizar transferencia de información estratégica, en técnicas basadas en "RECONCILIACIÓN DE DATOS", válidas para mejora operacional en sistemas de transporte y distribución de gas.

MET&FLU
ciencia - tecnología - innovación

Índice

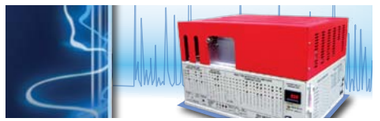
REDUCIENDO LAS EMISIONES
De metano en la industria del petróleo y del gas.
Pag. 6

METROLOGÍA
Como soporte a los sistemas de gestión en la Industria.
Pag. 18

MEDICIÓN MULTIFÁSICA
Control de producción en plataformas de Petróleo y Gas.
Pag. 26

MICROTURBINAS
Tecnología eficiente para la generación distribuida.
Pag. 36

COMPARABILIDAD INTERNACIONAL
De las mediciones colombianas en alto flujo de gas.
Pag. 40



RECERTIFICACIÓN DE MATERIALES
De Referencia Gaseosos.
Pag. 50

MEJOR CAPACIDAD DE MEDIDA
Y la Capacidad de Medida y Calibración
Pag. 58

Los artículos publicados son de exclusiva responsabilidad de sus autores.

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/
María Inés Varela Peña

METROLOGÍA "A LA COLOMBIANA"

«INM – RCM - CRM»

En la anterior Edición de **"MET&FLU (Metrología & Fluidos): Ciencia, Tecnología e Innovación"** hacíamos mención del loable papel del gobierno nacional, quien con señales muy serias, generaba trascendencia en torno a la METROLOGIA (la ciencia de las mediciones). Hoy en diciembre de 2011, debo reconocer que esas señales se han convertido en realidad, y que mediante el Decreto 4175 del 3 de noviembre de 2011 se creó el **Instituto Nacional de Metrología (INM)** de Colombia, con el objetivo de coordinar la metrología científica e industrial, y la ejecución de actividades que permitan la innovación y soporten el desarrollo económico, científico y tecnológico del país, mediante la investigación, la prestación de servicios metrológicos, el apoyo a las actividades de control metrológico y la diseminación de mediciones trazables al Sistema Internacional de unidades (SI).

En este sentido, igualmente, es una realidad la consolidación de la **Red Colombiana de Metrología (RCM)** basada en competencias técnicas y en lineamientos internacionales (estructurada también, según el decreto 4175, bajo la Subdirección de Innovación y Servicios Tecnológicos del INM)y seguirá siendo coordinada, durante 2012, con la asesoría del gobierno Alemán, a través de Consultores Internacionales del PTB que hacen parte del Equipo del Proyecto Asistencia Técnica al Comercio, iniciativa que se lidera desde la Dirección de Regulación del Ministerio de Comercio, Industria y Turismo (MCIT) con el apoyo de la Superintendencia de Industria y Comercio.

Estas dos realidades -sumadas a la aprobación por parte del Congreso de la República en este mismo mes de diciembre, de la Ley con la cual Colombia se adhiere a la Convención del Metro y a las demás Entidades Internacionales de Metrología (BIPM, CIPM y la OIML)- conectan a Colombia con el mundo y le brindan las herramientas necesarias para continuar consolidando la infraestructura requerida a nivel nacional.

Ahora, sólo resta generar las acciones para que la Metrología se vea plasmada en "cada uno de los rincones de nuestro País", y para ello sería oportuno realizar los máximos esfuerzos para apalancar (por ejemplo desde Colciencias, y con el aval de los entes departamentales) los «**Centros Regionales de Metrología (CRM)** en alianza con la industria regional», si se quiere ver a una Colombia, no centralista, con visión exportadora real. De manera coordinada con el INM, los CRM deberían conformarse para volver realidad la metrología; es decir para APLICARLA en busca de la competitividad regional y por ende, en la mejora de la calidad de vida de nuestra sociedad.

En este sentido, existirían CRM que atendieran las magnitudes básicas y muy especializadas temáticas, dependiendo de las potencialidades de cada región, y enfocados a generar al menos 3 dinámicas específicas:

- Como Centros Gestores serían responsables: (1) de evaluar las capacidades de medición existentes en cada región, de identificar las principales necesidades de índole metrológica, y de articular el funcionamiento sinérgico para lograr el máximo aprovechamiento de las infraestructuras disponibles, evitando duplicidad y gasto innecesario de recursos nacionales; (2) de generar proyectos particulares y específicos, y de articular recursos nacionales e internacionales, para brindar impulso a la industria regional buscando la optimización de los procesos productivos.
- Como Centros Proveedores de Servicios Tecnológicos Especializados, serían responsables de acondicionar, con el apoyo del INM, los laboratorios de ensayos y/o de calibraciones "adicionales necesarios" en cada región, para brindar a la industria y a la sociedad regional, las herramientas requeridas para el impulso de la productividad y la competitividad, y para su internacionalización en donde ello aplique.

- Y como Centros de Control de la Calidad Metrológica, serían responsables a nivel de región, de organizar los Programas de Comparación Interlaboratorial, de tal forma que contribuyan a la eliminación de cualquier esfuerzo para hacer de la metrología una herramienta de competencia desleal y todo lo que ello signifique.

Disfrutemos nuevamente del contenido de este documento innovador de difusión.

Henry Abril Blanco
Director: Corporación CDT de GAS

Tecnología

Reduciendo las Emisiones de Metano en la Industria del Petróleo y del Gas para Alcanzar Beneficios Económicos, Operacionales y Medioambientales

Carey Bylin - U.S. EPA
Don Robinson - ICF
Brian Gillis - ICF
Mariella Cacho - ICF

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.

Abstract:

The methane emissions produced by the petroleum and gas industry, are the result of the regular operation, routine maintenance activities as well as operative disturbances and system interruptions. Due to methane is a greenhouse gas, these emissions contribute to Global Warming. This article presents a panorama of opportunities, methodologies and technologies available for identification, measurement and reduction of methane emissions. The same way, provides "cases of international studies" where some of the technologies had been applied and shows that they could be applied successfully in the gas and oil industry in Colombia, creating the opportunity to increase the income by the capture and sell of gas, and at the same time, increase the global environment benefits.

INTRODUCCIÓN

La producción, el procesamiento, el transporte y la distribución de petróleo y gas es la segunda fuente más grande de emisiones de metano antropogénicas (causadas por las actividades del ser humano) en todo el mundo. Se estima que las emisiones de metano de la industria del petróleo y del gas natural fueron aproximadamente 1.595 millones de toneladas métricas de dióxido de carbono equivalente ($MMtCO_2e$) [1] en el 2010. Esto se traduce en 112.000 millones de metros cúbicos (MMm^3), lo que equivale a un valor en el mercado de gas natural que se pierde anualmente en la atmósfera de aproximadamente US$ 21 mil millones de dólares[1]. Dado que el metano es el principal componente del gas natural y es un poderoso gas de efecto invernadero; la reducción de las emisiones de metano provenientes de la industria del petróleo y del gas natural trae beneficios significativos al medio ambiente a nivel global, adicionalmente trae otros beneficios económicos, operacionales y de seguridad energética para las compañías de petróleo y gas.

La reducción de las emisiones de metano, además de reducir la quema del gas y de mejorar la eficiencia energética, es una parte integral de una estrategia exhaustiva para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y las pérdidas del producto en las operaciones del petróleo y del gas natural. Mientras que la eficiencia energética y los proyectos para reducir la quema del gas son muy importantes, las actividades para reducir las emisiones de metano tienen algunas ventajas claves. emisiones de metano tienen algunas ventajas claves. Por ejemplo, mientras que las emisiones de dióxido de carbono provenientes de la combustión son una de las principales fuentes de gases de efecto invernadero en la industria, los proyectos para reducir este tipo de emisiones son muy caros y tardan años en ponerse en práctica. Por el otro lado, los proyectos para reducir las emisiones de metano requieren de una menor – o casi ninguna – inversión de capital, se pueden implementar en el corto plazo y se pagan muy rápidamente.

[1] Todos los cálculos realizados en este artículo consideran un precio promedio mundial de gas de US$5/1.000 pie cúbico ($ft^3$) (US$ 176,55/1.000 m^3)

Por ejemplo, mientras que las emisiones de dióxido de carbono provenientes de la combustión es una de las principales fuentes de gases de efecto invernadero en la industria, los proyectos para reducir este tipo de emisiones son muy caros y tardan años en ponerse en práctica. Por el otro lado, los proyectos para reducir las emisiones de metano requieren de una menor – o casi ninguna – inversión de capital, se pueden implementar en el corto plazo y se pagan muy rápidamente.

En comparación con la quema del gas, los proyectos para la reducción del venteo y fugas de metano pueden tener un mayor impacto desde una perspectiva del cambio climático. Mientras que el volumen del gas quemado en el año 2005 fue significativamente mayor que el volumen de gas fugado o venteado (172.000 MMm^3 [2] contra 110.000 MMm^3), la fuga y el venteo del gas tuvo un impacto más de tres veces mayor en el clima que la quema del gas. Es decir, el dióxido de carbono equivalente de las emisiones del metano fugado o venteado a la atmósfera fue 1.462 $MMtCO_2e$ [3] mientras el dióxido de carbono equivalente por la quema del gas fue 460 $MMtCO_2e$.

Las emisiones de metano se producen en toda la cadena de valor del gas natural (producción, procesamiento, transporte y distribución de gas) y en la producción de petróleo. Las emisiones de metano son el resultado de las operaciones normales, de emisiones fugitivas no intencionales, de las actividades de mantenimiento rutinario, y de los disturbios operativos. Este artículo presenta las oportunidades, métodos y tecnologías disponibles para la identificación, medición y reducción de las emisiones de metano de algunas de las fuentes más grandes de emisiones en las instalaciones de producción, transporte y distribución de gas natural, tales como los compresores alternativos y centrífugos, los dispositivos neumáticos y otras fuentes de fuga y venteo de gas. Así mismo, proporciona detallados estudios de caso donde las tecnologías de mitigación de emisiones de metano se han puesto en práctica. Las mismas pueden ser aplicadas exitosamente por la industria del petróleo y del gas en Colombia y en América Latina, creando así la oportunidad de incrementar los ingresos por la captura y venta del gas, al mismo tiempo que se incrementan los beneficios ambientales.

OPORTUNIDADES DE REDUCCIÓN DE EMISIONES DE METANO EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

En los sistemas de petróleo y gas natural se pueden reducir las emisiones de metano actualizando las tecnologías o el equipo y mejorando las prácticas administrativas, así como los procedimientos operativos. En general, las oportunidades de reducción de emisiones de metano se clasifican en tres categorías:

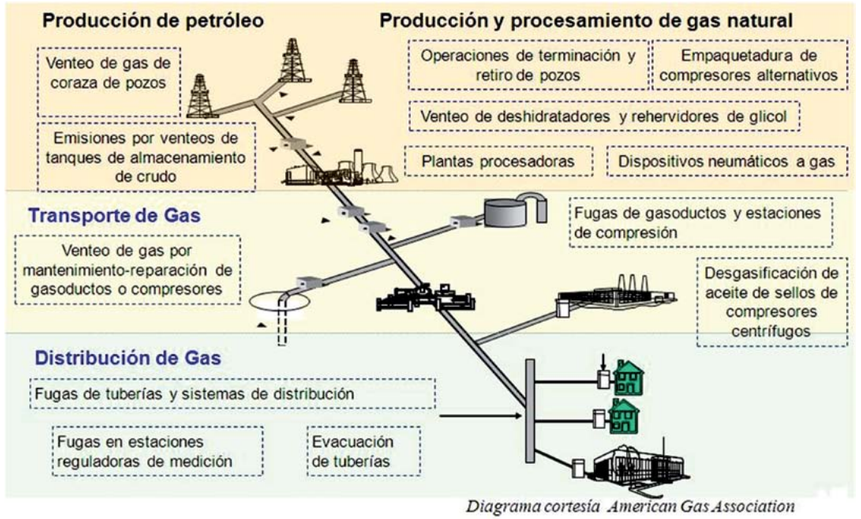


Diagrama cortesía American Gas Association

***Figura 1**. Oportunidades de reducción de emisiones de metano en la industria del petróleo y gas*

- Actualización de las tecnologías o equipos, tal como la adaptación de los dispositivos neumáticos a gas para que venteen una cantidad menor de gas a la atmósfera.
- Mejores prácticas administrativas, tal como la detección y medición de fugas y venteo de gas, aprovechando mejoras en las tecnologías de medición o de reducción de emisiones.
- Proyectos de inversión, en los cuales se contemplan nuevos equipos y procesos.

La mitigación de las emisiones de metano de la infraestructura global de la industria del petróleo y del gas representa una oportunidad para incrementar la rentabilidad de las operaciones, proporcionando al mismo tiempo beneficios ambientales significativos. Este esfuerzo se ha potenciado gracias a la colaboración entre diversos actores de los sectores público y privado, así como su interacción con las empresas de petróleo y gas. La Figura 1 muestra un panorama de las oportunidades para reducir las emisiones de metano a lo largo de la cadena de valor del petróleo y del gas natural.

Los temas tratados a continuación presentan el resumen de prácticas y tecnologías seleccionadas para reducir las emisiones de metano de la industria del petróleo y del gas natural incluyendo prácticas mejoradas de gestión y mantenimiento (inspección y mantenimiento dirigido y el cambio de los vástagos del compresor alternativo), así como la adaptación del equipo existente (sustitución o adaptación de los dispositivos neumáticos de alta purga) y cambios en el equipo y en el proceso (redirigir el venteo de las emisiones del aceite de los sellos de los compresores centrífugos). Como se mencionó anteriormente, cada práctica ha sido implementada exitosamente y notificada por los participantes del Programa Natural Gas STAR a nivel mundial.

INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DIRIGIDO

Todas las instalaciones de petróleo y gas natural consisten en un gran número de componentes, tales como válvulas, conectores, bridas, medidores y accesorios que son necesarios para procesar, transportar, regular y controlar el petróleo y el gas. Con el tiempo, estos componentes empiezan a deteriorarse como resultado de las fluctuaciones de temperatura y presión, por la corrosión, las vibraciones mecánicas, y el desgaste; lo que resulta que, sin querer, se escapen hidrocarburos a la atmósfera. Cada punto de conexión entre dos componentes representa una posibilidad por donde se pueda fugar el gas, contribuyendo a la pérdida del producto y aumentando las emisiones de gases de efecto invernadero de la instalación.

Algunas fugas, especialmente las de las tuberías de alta presión, son evidentes para los operadores experimentados y se pueden detectar a simple vista, por el sonido o el tacto; pero la mayoría de las fugas no lo son. El metano, componente principal del gas natural, es incoloro e inodoro, por lo que la mayoría de las fugas pasan desapercibidas por grandes periodos de tiempo, causando grandes pérdidas por la acumulación de producto perdido. A menudo las pequeñas fugas crecen y se convierten en grandes fugas lo

Los principales desafíos que enfrenta cualquier profesional responsable del mantenimiento del equipo son:

- **¿Cómo puedo identificar una fuga?**
- **¿Cómo puedo monitorear las fugas en un gran número de componentes dentro de mi presupuesto y con las limitaciones de personal?**
- **¿Cómo puedo determinar el momento de reparar una fuga, debo reparar una fuga recién descubierta?**

cual agrava la situación. Un obstáculo para encontrar y reparar las fugas se debe a que existen componentes inaccesibles, como los que están muy altos o fijos por debajo de los pasillos, de forma menos frecuente se encuentran estos componentes en las inmediaciones de los operadores. Para el subgrupo de fugas conocidas por un operador, su reparación es otro reto ya que el mantenimiento puede requerir despresurizar y apagar el sistema.

Una solución comprobada para hacerle frente a estas pérdidas de una manera rentable es la implementación de un programa de Inspección y mantenimiento dirigido (DI&M por sus siglas en inglés). DI&M es una programa eficaz y rentable para detectar, medir, priorizar y reparar fugas en los equipos para reducir las emisiones de metano. Dos características clave de DI&M son los instrumentos (de detección y medición) y los procedimientos a utilizar.

Instrumentos de detección y medición

Las compañías utilizan una variedad de instrumentos o herramientas para superar los desafíos de localizar las fugas imperceptibles a los sentidos humanos, demasiado altas o alejadas de los accesos rutinarios, y demasiado tediosas de identificar dado el gran número de componentes a analizar. Algunas de estas herramientas son aplicaciones de alta tecnología, mientras que otras son de baja tecnología. Cada herramienta tiene ventajas específicas de efectividad y costo; los programas avanzados de DI&M suelen utilizar la combinación de más de una herramienta. La Tabla 1 muestra un resumen de las técnicas de detección y medición utilizadas en la industria.

Instrumento/técnica de detección/medición		Efectividad	Costode capital aprox.
Solución de Jabón	D	★ ★	$
Detector de Gas Electrónico	D	★	$$
Detector Acústico / Ultrasónico	D	★ ★	$$$
TVA (Detector de Ionización de Flama)	D	★	$$$
Embolsado Calibrado	M	★	$$
High Volume Sampler	M	★ ★ ★	$$$
Mediciones de Flujo de Fin de Tubo	M	★	$$
Detección Infrarroja de Fugas	D	★ ★ ★	$$$$

D: Detección M: Medición
★: menos efectiva ★★★:más efectiva
$: menor costo $$$$: mayor costo de capital
Fuente: Lecciones Aprendidas de la EPA

***Tabla 1**. Resumen de las técnicas de detección y medición*

Una herramienta popular para la detección de fugas es una cámara infrarroja diseñada específicamente para la detección de emisiones de hidrocarburos en las instalaciones de petróleo y gas natural. El operador de la cámara puede ver la presencia de metano y de otras emisiones de hidrocarburos (invisibles al ojo humano) tal como se muestra en la Figura 2. La cámara permite que un operador escanee muchos componentes distantes.

***Figura 2**. Imagen de un tanque de condensado con una cámara normal (izquierda) y con una cámara infrarroja (derecha)*

***Figura 3**. Detección de fugas utilizando una cámara infrarroja (arriba) y medición de fugas utilizando el muestreador de alto volumen (abajo)*

Otra herramienta para DI&M es un medidor ultrasónico diseñado para detectar las fugas en las válvulas de cierre. El medidor detecta el ruido en el rango de ultrasonidos de alta frecuencia que se produce cuando el gas a presión se expande en el sistema, desde la válvula hacia la línea abierta. Los instrumentos electrónicos portátiles de detección de fugas son eficaces para los componentes que se encuentran al alcance del operador. Otra herramienta utilizada es una simple solución de jabón que puede ser rociada en un componente para la detección de una fuga.

Además de las herramientas para la detección de fugas, las empresas emplean herramientas de medición para cuantificar la magnitud de las pérdidas por fugas. Conociendo el volumen de las pérdidas de gas permitirá realizar un análisis económico y operativo más profundo lo que puede ayudar a priorizar los proyectos críticos. Una de las herramientas de medición, el muestreador de alto volumen (high volume sampler), es un instrumento portátil que captura el gas emitido y ofrece una tasa de fuga volumétrica de lectura automática; otras herramientas de medición incluyen rotámetros, medidores de turbina, anemómetros de hilo caliente, y las bolsas antiestáticas de volumen conocido.

La Figura 3 presenta profesionales del CDT de GAS realizando la detección de fugas con una cámara infrarroja y la medición de fugas usando un muestreador de alto volumen.

Inspección y mantenimiento dirigido a 35 estaciones de compresión	
Costos de capital – Cámara Infrarroja – Muestreador de alto vol	 Aprox. US$100.000 Aprox. US$20.000
Costo de mano de obra	Aprox. US$6.000/año
Costo de operación	Aprox. US$6.100/año
Cantidad de metano ahorrado	10,13 Millones de m^3/año
Valor del gas ahorrado	US$ 1'790.000/año
Reembolso de la inversión	1,7 meses

***Tabla 2**. Resumen del proyecto de DI&M*

Procedimiento

El establecimiento de un programa de inspección, medición y reparación de fugas con estas herramientas es un proceso flexible que se ajusta a la necesidad de cada instalación. Un programa típico se inicia con la definición de los objetivos del programa, los que pueden variar desde aumentar la rentabilidad, disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero, hasta mejorar las relaciones con los vecinos y miembros de la comunidad.

Un programa de DI&M requiere de una estructura de equipo, la adquisición de instrumentos, y el desarrollo de las competencias. Se debe considerar si es necesario capacitar al personal existente, contratar nuevo personal, o contratar el servicio de terceros, el tipo de instalaciones a incluir en el programa, cuantos equipos de DI&M se van a crear, la frecuencia entre inspección e inspección, entre otros.

El equipo de DI&M debe tener en cuenta qué tipo de datos debe recolectar y cómo compartirlos con otros miembros de la compañía. Generalmente, el primer trabajo de campo es una inspección base o de referencia para identificar y cuantificar las fugas. Los resultados de la inspección base por lo general muestran que la gran mayoría de las emisiones fugitivas de metano provienen de un número relativamente pequeño de componentes, tal como se muestra en la Figura 4, los cuales pueden ser monitoreados con inspecciones subsiguientes permitiendo a los operadores concentrarse en los componentes con mayor riesgo de fuga y costos rentable de reparación.

DI&M - Estudio de caso

En el año 2007, la compañía de petróleo y gas natural Encana puso en marcha un programa de DI&M [4]. Encana eligió detectar las fugas utilizando la cámara infrarroja y cuantificar las tasas de emisión de fugas de los componentes con el muestreador de alto volumen. Un total de 35 estaciones de compresión y 1.860 sitios de producción fueron incluidos en el programa. Los datos recogidos por el programa, mostraron la tasa de fuga de una estación de compresores de hasta 481 m^3/día. Después que Encana llevara a cabo reparaciones y el mantenimiento en los componentes con fugas, las fugas de metano se redujeron un 10,13 MMm^3/año, el equivalente a US$1,79 millones de dólares al año generado por las ventas del gas que permaneció en el sistema al reparar las fugas.

La Tabla 2 muestra además los costos de capital por la compra de las herramientas para la detección y medición de fugas y los costos de operación y de mano de obra para la detección, documentación, medición y reparación de fugas. Los costos del proyecto de DI&M se han estimado usando la regla empírica que los costos de detección y medición son en promedio US$1,00 por componente.

Un programa de DI&M requiere de una estructura de equipo, la adquisición de instrumentos, y el desarrollo de las competencias. Se debe considerar si es necesario capacitar al personal existente, contratar nuevo personal, o contratar el servicio de terceros, el tipo de instalaciones a incluir en el programa, cuantos equipos de DI&M se van a crear, la frecuencia entre inspección e inspección, entre otros.

Proyectos de DI&M se han implementado en instalaciones alrededor del mundo debido a los beneficios económicos, medio ambientales, operativos, y de seguridad.

DISPOSITIVOS NEUMÁTICOS

La industria del petróleo y del gas natural utiliza una gran variedad de dispositivos, instrumentos, y equipos de control para operar válvulas y controlar los niveles de líquido, presión, flujo o temperatura. Los dispositivos neumáticos de control alimentados con gas natural, son una fuente de emisiones de metano dado que el gas es venteado a la atmósfera como parte de sus operaciones normales. Si bien es cierto que un dispositivo neumático en condiciones normales de funcionamiento ventea una pequeña cantidad de gas a la atmosfera; la existencia de cientos de miles de dispositivos neumáticos a lo largo de la industria los convierte en una de las principales fuentes de emisiones de metano en el sector.

La tasa real de purga (el volumen de gas que se ventea a la atmósfera) depende del diseño y los parámetros de funcionamiento del dispositivo (presión de suministro, ajustes, la frecuencia de actuación, las condiciones del proceso, y la edad o condición). Información sobre el diseño de las tasas de purga está disponible por los fabricantes de los dispositivos.

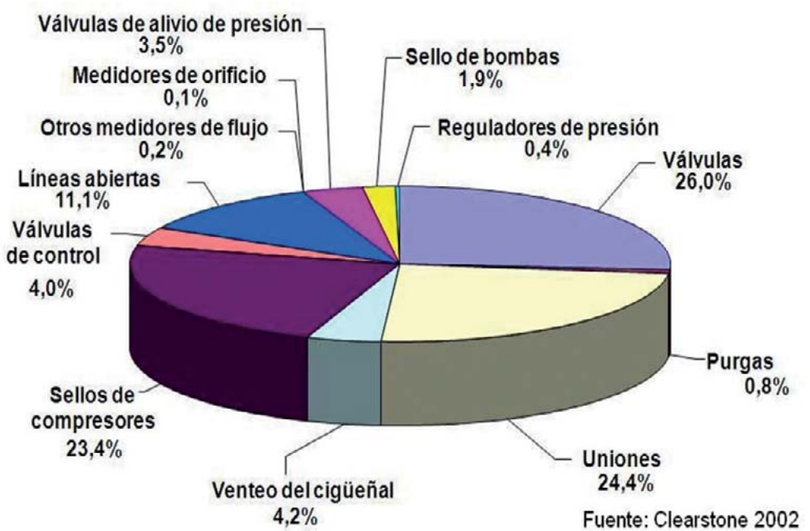


***Figura 4**. Distribución de pérdidas de metano por tipo de componente (procesamiento de gas)*

Dispositivo	Costo (US$)			Emisiones (Mm^3/año)			Valor del gas venteado (US$/dispositivo al año)		
	Mínimo	Máximo	Promedio	Mínimo	Máximo	Promedio	Mínimo	Máximo	Promedio
De alta purga	366,00	7.000,00	2.388,04	1,7	24,8	4,9	306,60	4.380,00	856,72
De baja purga	524,40	8.851,64	2.552,93	0,0	1,2	0,7	8,76	219,00	131,40
Kit de accesorios MIZER para adaptar un dispositivo	279,00	630,00	429,50	0,1	0,1	0,1	12,05	12,05	12,05

*No incluye el costo del dispositivo neumático Fuente: Datos de fabricantes

***Tabla 3**. Opciones de dispositivos neumáticos, costo, emisiones y valor del gas venteado*

El Programa Natural Gas STAR define un dispositivo neumático de alta purga como cualquier dispositivo neumático que ventee a la atmósfera más de 0,17 m^3/hora de gas, lo que es equivalente a más de 1,41 Mm^3 (miles de metros cúbicos) al año. Sin embargo, es común que un dispositivo neumático de alta purga ventee un promedio de 4,9 Mm^3/año tal como se muestra en la Tabla 3. Cuando el venteo es menor de 0,17 m^3/hora, se le conoce como dispositivo de baja purga.

Una buena oportunidad para mitigar las emisiones de metano provenientes del venteo de los dispositivos neumáticos de alta purga es reemplazarlos con dispositivos de baja purga, de purga intermitente, o adaptándolos con accesorios o piezas para reducir la purga. La experiencia en el campo nos muestra que hasta un 80% de todos los dispositivos neumáticos de alta purga pueden ser reemplazados o adaptados con equipos de baja purga. Otras tecnologías y prácticas para reducir las emisiones de metano de los dispositivos neumáticos incluyen cambiar el gas natural por aire comprimido, usar controladores eléctricos o sistemas de control mecánicos [5].

El costo de los dispositivos de baja purga puede variar desde US$525 hasta US$8.850 según sea el tamaño, el diseño, y la tasa de purga. El costo promedio adicional de un dispositivo de baja purga sobre uno de alta purga es solamente US$165. El rango del valor del gas ahorrado varía desde aproximadamente US$300 hasta US$4.160 al año. El reembolso o retorno en la inversión de esta práctica es de 3 a 7 meses. Asumiendo que un sitio de producción de tamaño medio típicamente tiene 35 lazos de control [6], un operador podría ahorrar US$25.375 al año al sustituir los 35 dispositivos neumáticos de alta purga con dispositivos de baja purga.

Otra práctica común para reducir las emisiones de metano es la de adaptar accesorios que permitan reducir la purga. Los kits para reducir la purga tienen un costo promedio aproximado de US$430. El valor promedio del gas ahorrado con esta práctica es aproximadamente US$845 por dispositivo al año y el retorno de la inversión es aproximadamente de seis meses. El mismo operador podría ahorrar US$29.575 al año al adaptar los 35 dispositivos neumáticos de alta purga con accesorios para reducir la purga de 1.715 a 3,5 Mm^3.

La Tabla 3 muestra el costo, las emisiones al año y el valor de gas venteado con los dispositivos de alta purga, baja purga y utilizando un kit de accesorios para reducir la purga.

Dispositivos neumáticos - Estudio de caso

En el año 2009, la compañía Chesapeake Energy

Área	Adaptaciones	Capital Total (US$)	Ahorro de gas anual (Mm^3)
Anardako	1.264	685.088	9.170
Arkansas	100	54.200	740
N. Mid Continent	467	253.114	2.780
Southern Oklahoma	372	201.264	2.800
W. Mid Continent	47	25.474	370
Gulf Coast	161	87.262	1.160
Louisiana	17	9.214	110
S. Permian	93	20.406	680
N. Permian	149	80.578	620
Total	2.670	1’447.140	18.430

***Tabla 4**. Datos de Chesapeake Energy*

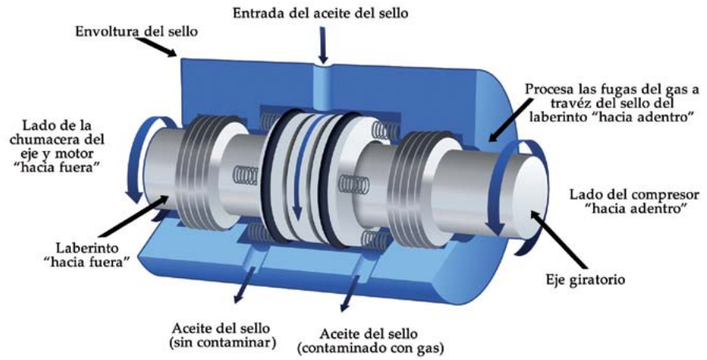


***Figura 5**. Sellos húmedos*

de los EE.UU. utilizó kits de accesorios Mizer para adaptar 2.670 dispositivos neumáticos en nueve de sus áreas de producción. La Tabla 4 muestra el número de dispositivos neumáticos adaptados, el costo de capital y el ahorro de gas en cada área al año. El costo promedio de instalación de cada dispositivo fue de US$542. El valor del gas ahorrado fue de US$3,2 millones de dólares al año y el retorno de la inversión fue en aproximadamente cinco meses.

El Programa Natural Gas STAR ha descubierto que los compresores con sello húmedo pueden tener niveles muy altos de emisiones de metano en el proceso de la desgasificación del aceite.

COMPRESORES

La mayor fuente de emisiones de los compresores alternativos y centrífugos proviene directamente por las fugas de los sellos.

Compresores centrífugos

Los sellos en los ejes de los compresores centrífugos evitan que el gas natural a alta presión se escape de la envoltura cilíndrica del compresor. Estos sellos pueden usar aceite de alta presión (sellos húmedos) o gas (sellos secos) El Programa Natural Gas STAR ha descubierto que los compresores con sello húmedo pueden tener niveles muy altos de emisiones de metano en el proceso de la desgasificación del aceite.

La Figura 5 muestra el esquema típico de un sello húmedo.

Las emisiones de metano de los sellos húmedos fluctúan de 1,1 a 5,7 m^3/minuto [7]. Un participante del Programa Natural Gas STAR informó haber medido emisiones de hasta 2.124 m^3/día. Cabe notar que no todos los sellos húmedos ventean grandes cantidades de metano a la atmósfera. Se recomienda hacer estudios de medición de emisiones de metano para saber exactamente cuánto metano está emitiendo un determinado sello húmedo.

Una alternativa al sistema tradicional de sellos húmedos (con aceite) es el sistema de sellos secos mecánicos. Los compresores centrífugos con sellos secos sólo fugan una muy pequeña cantidad de gas a través de los sellos (que van desde 0,01 hasta 0,08 m^3/min), mucho menor que los sellos húmedos. Los sellos secos también tienen otros beneficios: ayudan a reducir el consumo de energía, mejoran la eficiencia operativa, reducen las fugas del aceite del sello en los gasoductos, y aumentan la fiabilidad del compresor. Mientras los nuevos compresores con sellos secos son menos costosos que los compresores con sellos húmedos, la opción de adaptar los sellos húmedos con sellos secos puede ser muy costosa, los costos varían de US$296.000 a US$324.000, dependiendo del tamaño del compresor.

Una alternativa más económica para reducir las emisiones de metano de los sellos húmedos es la de capturar el gas a la presión del compresor con un pequeño tanque desgasificador que separa el aceite del sello del gas atrapado. Este gas puede ser dirigido para combustible de la turbina de alta presión de 15 a 30 atmósferas (atm), combustible de baja presión de 3 a 4 atm, hacia la succión del compresor a baja pre-

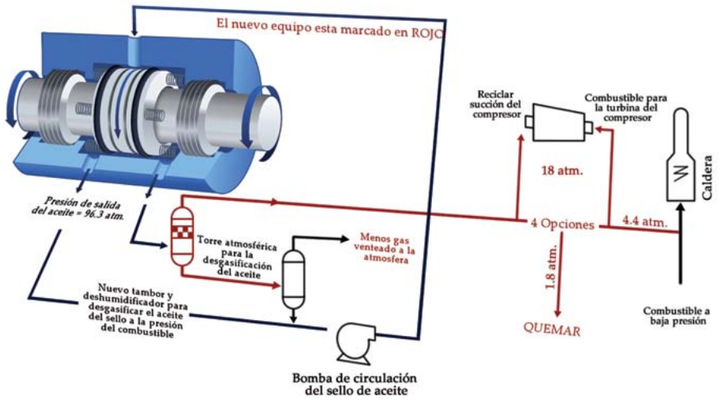


***Figura 6**. Diagrama para la recuperación y el uso del gas proveniente del aceite de los sellos de los compresores centrífugos.*

sión, o como gas de barrido muy cerca a la presión atmosférica.

En los sistemas tradicionales, el aceite del sello contaminado con el gas suele ser enviado a un tambor de desgasificación a presión atmosférica para separar el gas del aceite donde el gas se ventea a la atmosfera. En el sistema alternativo, el gas atrapado en el aceite del sello se libera del aceite en un tambor a la presión del compresor para usarlo productivamente; y sólo una pequeña cantidad de gas queda disuelto en el aceite del sello.

La Figura 6 muestra el diagrama del sistema de desgasificación de BP donde el aceite del sello sale del compresor a una presión que varía de 1 a 300 atm. Debido a que casi todo el gas que sale del sello está atrapado y no disuelto en el aceite del sello, da lugar a que casi todas las emisiones de la desgasificación del aceite de sello puedan ser recuperadas y utilizadas como gas u otro tipo de combustible.

Desgasificación de los sellos húmedos del compresor centrífugo - Estudio de caso

BP ha implementado esta tecnología en más de 100 compresores de sellos húmedos en Alaska. Los compresores de BP fueron fabricados con estos sistemas, pero una compañía podría adaptar sus compresores; la economía del proyecto se muestra en la Tabla 5. La inversión para la recuperación del aceite del sello y la desgasificación de las emisiones incluye el costo de instalación de los equipos, aproximadamente US$22.000 siempre y cuando el equipo de combustión adecuado ya esté puesto en marcha. Los costos de operación y mantenimiento son mínimos.
En las operaciones de BP, la captura de emisiones de la desgasificación del aceite del sello realiza ahorros en los costos de operación por la reducción del consumo de gas combustible en la instalación. Otras compañías también podrían ahorrar al dirigir el gas recuperado a la línea de ventas. Teniendo en cuenta que las emisiones promedio de metano de un compresor de sello húmedo son de 3,4 m^3/minuto, el volumen de metano perdido representa US$315.500 al año

Captura y uso del metano proveniente de la desgasificación de los sellos húmedos de los compresores centrífugos	
Costos de capital e instalación – tambor desgasificador intermedio – nueva tubería – filtro de gas – regulador de presión para la tubería de gas combustible	Aprox. . US$ 22.000
Costo de mano de obra y mantenimiento	Mínimo
Cantidad de metano ahorrado	Aprox. 1,8 MMm^3/año
Valor del gas ahorrado	Aprox. US$315.000/año
Reembolso de la inversión	0,8 meses

***Tabla 5**. Resumen de un proyecto de desgasificación del aceite*

Reemplazo de las empaquetaduras de los vástagos en ocho compresores alternativos	
Costos de capital	Aprox. US$ 45.000
Costos de mano de obra	Aprox. US$ 5.000
Cantidad de metano ahorrado	Aprox. 2,4 Mm^3/año
Valor del gas ahorrado	Aprox. US$130.460/año
reembolso de la inversión	5 meses

***Tabla 6**. Resumen de un proyecto para reemplazar las empaquetaduras de los vástagos*

Natural Gas STAR y la Iniciativa Global de Metano

La información en este artículo proviene de una colaboración de 18 años entre la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (EPA por sus siglas en inglés) y la industria del petróleo y gas natural. El Programa Natural Gas STAR, iniciado en los EE. UU. en 1993 y ampliado en 2006 para incluir compañías con operaciones fuera de los EE.UU., es una asociación voluntaria entre la EPA y las compañías de petróleo y gas que promueven las tecnologías y prácticas rentables para reducir las emisiones de metano en la producción de petróleo y gas, así como en el procesamiento, el transporte y la distribución de gas natural. A través de estos 18 años de colaboración con las compañías de petróleo y gas natural de los Estados Unidos, la EPA ha recopilado una amplia gama de información técnica sobre prácticas y tecnologías para la mitigación de emisiones de metano, las cuales han sido implementadas exitosamente por estas compañías. El Programa Natural Gas STAR cuenta hasta la fecha con más de 130 socios corporativos de petróleo y gas (14 de los cuales son asociados internacionales) y ha logrado reducciones de emisiones de metano por más de 30.000 MMm^3 desde su creación en 1993 [10].

La EPA administra el Programa Natural Gas STAR International como parte de la contribución de los EE. UU. a la Iniciativa Global de Metano (llamada anteriormente Metano a los Mercados), la cual es una asociación multilateral cuyo propósito es el de crear un marco voluntario de cooperación internacional para reducir las emisiones antropogénicas de metano de cinco sectores: agricultura, minas de carbón, rellenos sanitarios, aguas residuales, y sistemas de petróleo y gas. La Iniciativa es un proyecto de colaboración en la que participan 40 países miembros, incluyendo Colombia, Ecuador, Perú, Chile, Argentina, Brasil y México, quienes promueven la recuperación y uso del metano como una valiosa fuente de energía limpia, a corto plazo y a un costo razonable para fortalecer las economías.

Mayor información sobre el Programa Natural Gas STAR y la Iniciativa Global de Metano se puede encontrar en: www.epa.gov/gasstar/tools/recommended.html y www.globalmethane.org.

a un precio promedio del gas de US$ 176,55/1.000 m^3. Se estima que la recuperación, tratamiento y uso de estas emisiones en los sistemas de combustible de alta y / o baja presión podría amortizar la inversión en menos de un mes por el ahorro en la compra de gas combustible.

La captura y el uso de las emisiones provenientes de la desgasificación de aceite del sello es una opción de proyecto que requiere menos capital que la alternativa de adaptar de compresores centrífugos con sellos secos. Utilizar las emisiones de metano del aceite del sello como combustible, o dirigir el gas a la succión de un compresor, es una oportunidad

para convertir una pérdida de gas en una mejora de la eficiencia del sitio, así como un proyecto con flujo de caja positivo.

El valor del gas natural recuperado, en combinación con el ahorro de costos, un entorno de trabajo más seguro, y una mayor eficiencia operativa, hacen que estas sean opciones solidas para las empresas interesadas en reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero.

Compresores Alternativos

Los compresores alternativos, también conocidos como compresores reciprocantes o de pistón, son muy usados en la industria del gas natural. Comúnmente, estos compresores tienen un promedio de cuatro cilindros; cada cilindro tiene un sistema de empaquetaduras. Todos los sistemas de empaquetaduras ventean gas bajo condiciones normales de operación.

Bajo las mejores condiciones, un sistema nuevo de empaquetadura, correctamente alineado y ajustado, puede permitir que se fuguen aproximadamente 0,32 m^3/hora de gas. Sin embargo, conforme el sistema envejece, la tasa de fugas aumenta por el desgaste de los anillos de la empaquetadura y del vástago del pistón. Un participante del Programa Natural Gas STAR informó que midió emisiones de gas de 25,5 m^3/hora en uno de los vástagos de un compresor. La Figura 7 muestra un sistema típico de la empaquetadura de vástago de un compresor.

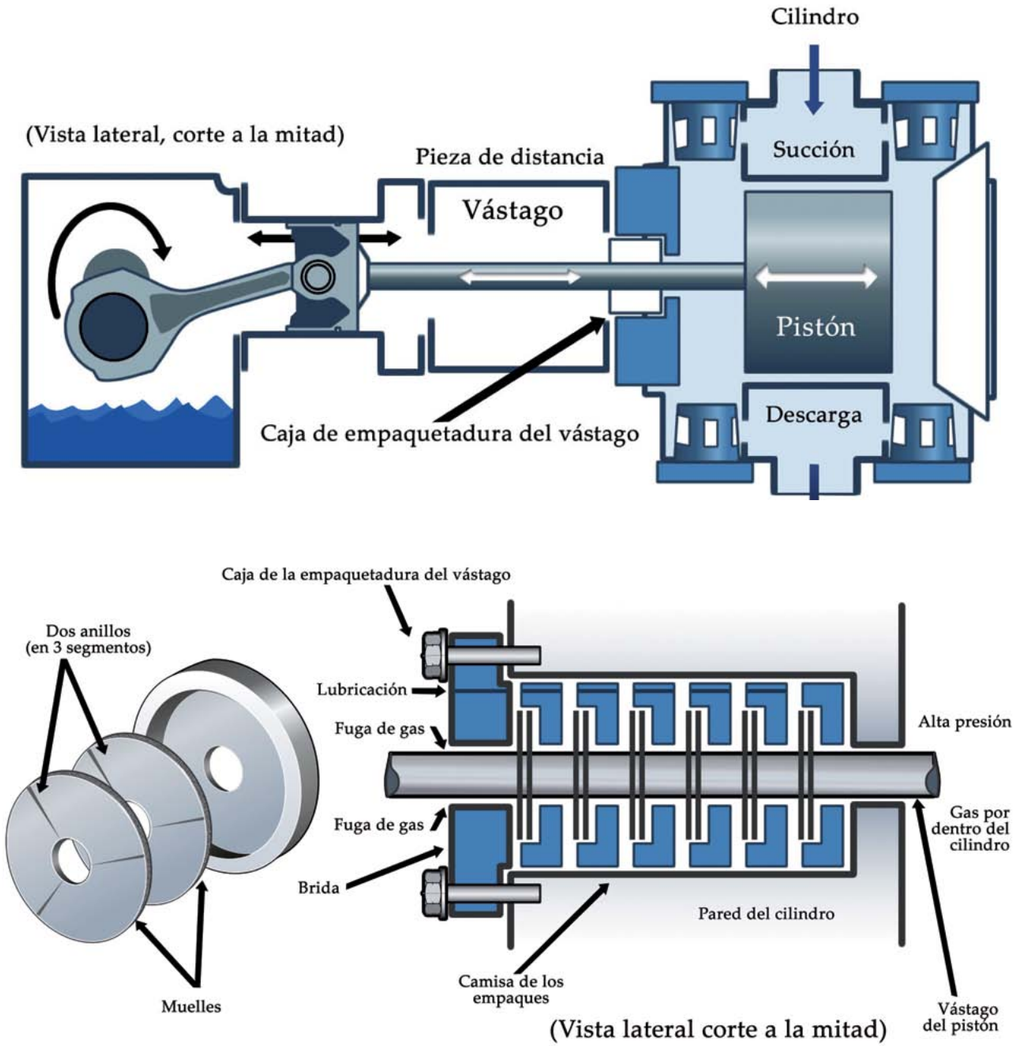


***Figura 7**. Sistema típico de la empaquetadura del vástago del compresor*

Las fugas de metano se pueden reducir reemplazando económicamente los anillos de la empaquetadura del vástago del pistón llevando a cabo un programa de medición y monitoreo para luego calcular el umbral de reemplazo económico tal como se presenta en las Lecciones aprendidas de los participantes del Programa Natural Gas STAR: Reducción de las emisiones de metano de los sistemas de la empaquetadura del vástago del compresor [8].

Remplazar las empaquetaduras del vástago del compresor – Estudio de caso

La Corporación de petróleo y gas (ONGC) de la India, luego de la colaboración con el Programa Natural Gas STAR, consideró cambiar las empaquetaduras de los vástagos en el año 2007. En el 2008, un equipo conformado por miembros de la EPA/ONGC realizó un estudio de medición en ocho compresores de pistón en las instalaciones de Assam, descubriendo una tasa de emisión de 2,84 MMm^3 de metano al año proveniente de las empaquetaduras de los vástagos. El estudio estimó la inversión requerida y el posible aumento de caudal de gas, y determinó que la recuperación de la inversión para el proyecto en ocho compresores se podría realizar en menos de cinco meses.

La ONGC informó [9] que el costo de las empaquetaduras del vástago fue de US$ 45.000 [2] y alrededor de US$5.000 por el costo de la mano de obra. La ONGC completó con éxito su proyecto de cambio de las empaquetaduras de los vástagos tal como se muestra en la Tabla 6.

CONCLUSIONES

Las oportunidades de reducción de emisiones de metano a costos razonables en la industria del petróleo y del gas natural varían de país a país, según los niveles de infraestructura física e institucional y el precio del gas natural. No obstante, muchas de las opciones y tecnologías disponibles de reducción a un costo razonable pueden aplicarse en general en toda la industria del petróleo y del gas natural.

Tal como se presenta en este artículo, las compañías de petróleo y de gas en todo el mundo han encontrado que la reducción de las emisiones de metano puede ser económicamente y operativamente beneficiosa, así como para el medio ambiente. Los operadores tienen muchas opciones tecnológicas para reducir las pérdidas del gas natural, con muchos proyectos que consisten en simples medidas de bajo costo, tales como el ajuste de los componentes de los equipos con fugas y medidas de mayor escala tales como sustituir o adaptar los dispositivos neumáticos de alta purga. El valor del gas natural recuperado, en combinación con el ahorro de costos, un entorno de trabajo más seguro, y una mayor eficiencia operativa, hacen que estas sean opciones solidas para las empresas interesadas en reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero.

REFERENCIAS

Online references [Accessed: 02-Nov-2011]

[1] U.S. Environmental Protection Agency, «DRAFT. Global Anthropogenic Non-CO2 Greenhouse Gas Emissions: 1990 - 2030». Ago-2011.

[2] «Global Gas Flaring Reduction». [Online]. Available: http://go.worldbank.org/R54GVV2QD1

[3] U.S. Environmental Protection Agency, «DRAFT. Global Anthropogenic Non-CO2 Greenhouse Gas Emissions: 1990 - 2030». Ago-2011.

[4] U.S. EPA «Programa de inspección y mantenimiento dirigido y detección de fugas con cámara infrarroja» [Online]. Available: http://epa.gov/gasstar/documents/workshops/vernal-2010/04_vernal.pdf.

[5] U.S. EPA «Opciones para reducir las emisiones de metano de los dispositivos neumáticos en la industria de gas natural». [Online]. Available: http://www.epa.gov/gasstar/documents/spanish/ll_pneumatic(sp).pdf.

[6] U.S. EPA «Convierta los controles neumáticos de gasa aire comprimido para instrumentación». [Online]. Available: http://www.epa.gov/gasstar/documents/spanish/ll_instrument_air(sp).pdf

[7] U.S. EPA «Reemplazo de sellos húmedos por sellos secos en compresores centrífugos». [Online]. Available: http://www.epa.gov/gasstar/documents/spanish/ll_wetdryseals(sp).pdf.

[8] U.S. EPA «Reducción de emisiones de metano de los sistemas de empaquetadura de la varilla del compresor alternativos». [Online]. Available: http://www.epa.gov/gasstar/documents/spanish/ll_rod_packing_systems(sp).pdf.

[9] «ONGC's M2M Program Initiatives: A Case Study». [Online]. Available: http://www.globalmethane.org/expo/docs/postexpo/oil_chakraborty.pdf.

[10] U.S. EPA «Accomplishments | Natural Gas STAR Program». [Online]. Available: http://www.epa.gov/gasstar/accomplishments/index.html#three.

***Carey Bylin**, U.S. EPA Bylin.Carey@epamail.epa.gov*
+1-202-343-9669

***Don Robinson**, Brian Gillis y Mariella Cacho*
ICF Internacional (www.icfi.com)
+1-703- 934-3606

[2] Tipo de cambio: 1 Indian Rupee = US$0.0239

Tecnología

Metrología
como Soporte a los
Sistemas de Gestión en la Industria

Rubén J. Lazos-Martínez
Centro Nacional de Metrología
km 4.5 Carretera a Los Cués, El Marqués, Querétaro, México
Tel. +52 (442) 211 0575. Correo electrónico: rlazos@cenam.mx

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.

Abstract:

Management systems are supporting tools for the industry administration, which frequently follow the ISO 9001 model; this model includes a requisite for measurement and tracing equipment. This model is highly used is measurements with the ISO 10012 requirements, which involve in the one hand the concept of metrological confirmation of the equipment and the control of the measurement process, and in the other hand the essential concepts of metrological traceability and uncertainty. A process to find the balance between the requirements and the characteristics in the uncertainty is mentioned. The perspectives for the management systems that transcend the approach of "conformity" are shown and emphasis is made in the benefits of reliable and uniform measurements in financial and sustainability aspects and in the benefits of environmental impact and social environment.

1. INTRODUCCIÓN

Las industrias, como cualquier organización, dependen de la aceptación de sus productos para desarrollarse, lo cual implica su entrega sistemática conforme a los requisitos establecidos o esperados por los clientes, o mejor si tales requisitos son superados. El desarrollo pleno de una industria supone su viabilidad financiera en muchos de los casos, y también es deseable incluir como objetivos de su desarrollo aspectos de sustentabilidad, preservación del ambiente y un impacto positivo en su entorno social.

Puede afirmarse que la aceptación por parte del proveedor y del cliente, como por otras partes interesadas, de que los requisitos establecidos sean cumplidos tiene su base en los resultados de mediciones, debido a la objetividad que éstas conllevan cuando tienen una referencia común.

Las organizaciones en general, y en particular las industrias, han encontrado en la implementación de sistemas de gestión de calidad (SGC) según el modelo de ISO 9001 [1] una herramienta de apoyo cuyo beneficio principal es ordenar sus actividades. Según este documento, sus requisitos aplican cuando una organización

a. Necesita demostrar su capacidad para proporcionar regularmente productos que satisfagan los requisitos del cliente y los legales y reglamentarios aplicables; y,
b. Aspira a aumentar la satisfacción de sus clientes.

No obstante, debe advertirse que los SGC, aunque propician las condiciones para hacerlo, por sí mismos:

- No mejoran el producto.
- No incrementan la eficiencia.
- No incorporan innovaciones.
- No ganan mercados.
- No aumentan la rentabilidad de la organización.

El requisito 7.6 de ISO 9001 describe los requisitos sobre los equipos de medición, entendiéndose que se trata de mediciones de carácter físico, químico o biológico, en contraposición a las mediciones de desempeño que el propio SGC prescribe en su sección 8. El énfasis del requisito en 7.6 está en la demostración de la conformidad del producto con los requisitos del cliente, dejando de lado la no menos importante actividad de asegurar que el proceso de producción se mantenga dentro de sus especificaciones.

Aún cuando el ya citado requisito 7.6 requiere del aseguramiento de que las mediciones se realicen de "una manera coherente" con los requisitos al respecto, la interpretación de dicha coherencia no parece suficientemente clara. Por otro lado, el requisito de calibrar los equipos de medición logra la trazabilidad metrológica, y con ella la uniformidad de las mediciones, sin embargo deja de lado la consideración a la idoneidad de los equipos acorde con el uso a que se les destine.

En su momento se encontró que los requisitos sobre dispositivos de medición constituían una de las principales fuentes de incumplimiento de ISO 9001. La norma ISO 10012 [3] aplica el modelo ISO 9001 a los aspectos de mediciones, del cual hereda su estructura y enfoque, correspondiente a un nivel de madurez básico de la organización, centrado en apenas la conformidad con requisitos.

De manera más amplia, entre los ocho principios para la calidad contenidos en ISO 9000 [2] se encuentra el Enfoque basado en hechos para la toma de decisiones, concretado en que las decisiones eficaces se basan en el análisis de los datos y de la información, datos que en general provienen de resultados de mediciones.

2. UN SISTEMA PARA LA GESTIÓN DE LAS MEDICIONES

2.1. El modelo de ISO 10012

Cabe la interpretación de que este modelo es similar a ISO 9001, aplicado a aquella parte de la organización encargada de las mediciones de naturaleza física, química o biológica.

Como se mencionó, la norma muestra cierto paralelismo con ISO 9001, ejemplificado en:

- Los modelos contienen idénticos elementos principales con contenidos similares: Responsabilidad de la dirección, Gestión de los recursos, Realización del producto, y Medición, análisis y mejora.
- El "producto" se interpreta como "resultados de medición" en ISO 10012.
- La figura de "cliente" en ISO 9001 se convierte en la de "usuario", para evitar la referencia a clientes internos.
- Requiere un responsable de la implementación del sistema denominado "función metrológica".

Debe notarse que ISO 10012 describe un modelo de gestión y NO un conjunto de requisitos para demostrar competencia técnica, como ISO/IEC 17025 [4]. Puede aplicarse de manera aislada o en conjunto con modelos como el ya mencionado ISO 9001, ISO 14001, e incluso a la par que ISO/IEC 17025, sin contraposiciones.

Parece que la aportación mayor de ISO 10012 aparece en la sección correspondiente a realización del producto. El modelo toma como eje la correspondencia entre los requisitos metrológicos y las características de los equipos y del proceso de medición.

2.2. La confirmación metrológica

Los requisitos metrológicos son derivados de las necesidades de medición del usuario, cuya definición puede presentar serias dificultades y requerir, por tanto, del apoyo de los encargados de las mediciones encabezados por la función metrológica, según este modelo. Las características metrológicas de los equipos son determinadas principalmente mediante su calibración.

Como una aportación importante, el modelo demanda un conjunto de operaciones requeridas para asegurarse de que el equipo de medición es conforme a los requisitos correspondientes a su uso previsto, denominado confirmación metrológica, requisito no mencionado en otros modelos de gestión y de utilidad sobresaliente para lograr buenas mediciones. La confirmación de los equipos tendría que iniciarse desde el mismo proceso de selección y adquisición de equipos de medición, y mantenerse durante su uso dado que sus características cambian durante su uso, sin descartar las modificaciones al cambiar el uso previsto.

Esto es, los requisitos metrológicos -incluyendo el intervalo de medida y el error máximo tolerado- determinados por las necesidades del producto final intencionado de la organización, debieran corresponder al respectivo intervalo de medida y error obtenidos en la caracterización del sistema de medición. Debe anotarse que las desviaciones de esta correspondencia inciden negativamente en la rentabilidad de la organización.

Debe notarse que la confirmación metrológica es adicional al requisito de calibración e independiente del mismo en el sentido de que una calibración, por sí misma indispensable, no sustituye la confirmación metrológica.

2.3 Los procesos de medición

También el modelo dispone como requisito el control de los procesos de medición, cada uno considerado como el conjunto de operaciones para determinar el valor de una magnitud, definición que recuerda la más elaborada prescrita en el VIM [5] para “medición”: *proceso que consiste en obtener experimentalmente uno o varios valores que pueden atribuirse razonablemente a una magnitud.*

Los resultados de mediciones dependen tanto de los equipos, como de las condiciones en las que se realiza la medición, de la información y procedimientos disponibles –o más bien del conocimiento contenido en ellos–, y de las competencias del personal que las efectúa.

Nuevamente se encuentra la necesidad de tomar como punto de partida los requisitos metrológicos derivados de las necesidades del usuario, a ser satisfechos por las características del proceso de medición.

Entre los requisitos metrológicos para los procesos de medición se incluye la incertidumbre de medida que se requiere para los fines de producción o inspección, denominada en breve como incertidumbre requerida, la cual tendría que utilizarse como punto de partida para comparar con ella la incertidumbre de medida que caracteriza el resultado de las mediciones.

La ISO TS 14253-2 [6] propone un procedimiento para determinar las condiciones a fin de que la incertidumbre de medida corresponda a la incertidumbre requerida, sin embargo no incluye alguna manera para determinar el valor de la incertidumbre requerida.

Cabe destacar que la estimación del valor de la incertidumbre de medida ha sido objeto de estudio intenso y el logro de acuerdos aceptados ampliamente, representados en la GUM [7] y sus suplementos.

En contraste, se conocen pocos métodos para determinar el valor de la incertidumbre requerida, por ejemplo [8], la cual depende, de manera evidente, de la amplitud de variación del mensurando y del riesgo que se está dispuesto a afrontar en caso de que su valor sea sobrestimado, tomando en cuenta el costo innecesario en que se incurriría si se determina una incertidumbre requerida demasiado reducida. La simulación de los resultados de un proceso de producción en términos de la variabilidad y las especificaciones de dicho proceso, y de la incertidumbre de medida ilustran la importancia de una buena decisión sobre la incertidumbre requerida [9].

Debe notarse que una mejor correspondencia entre la incertidumbre requerida y la incertidumbre de medida conlleva una mejor eficiencia en el uso de los recursos utilizados para la medición -equipos, procedimientos, competencias personales- considerando que los resultados de los procesos de medición dependen de todos estos elementos.

2.4 Trazabilidad metrológica

En la introducción de este trabajo se ha afirmado que las mediciones son objetivas en tanto cuenten con una referencia común. No tendría sentido efectuar una comparación –entiéndase entre los resultados de un proveedor y los de su cliente– si ambos resultados no comparten la misma referencia. De hecho, establecer y mantener las mismas referencias para las medidas de la misma naturaleza han sido ocupaciones de las autoridades desde la antigüedad remota -recuérdense el cúbito egipcio, la Carta Magna inglesa, las medidas prehispánicas y una de las premisas de la Revolución Francesa (un solo rey, una sola ley y una única medida)-.

Desde la segunda mitad del siglo XIX, se ha logrado conformar un conjunto de unidades cuyas definiciones y realizaciones se han convertido en las referencias únicas para llevar a cabo mediciones, agrupadas en el denominado Sistema Internacional de unidades (SI) [10]. No obstante, existen todavía medidas de naturalezas tales que no han podido ser incluidas en el SI, por ejemplo la unidad internacional (IU) empleada en la industria farmacéutica para medir la actividad biológica, o los efectos de una sustancia, y la cual no corresponde a la masa o a la cantidad de sustancia.

La trazabilidad metrológica, según el VIM [5], es la “propiedad de un resultado de medida por la cual el resultado puede relacionarse con una referencia mediante una cadena ininterrumpida y documentada de calibraciones, cada una de las cuales contribuye a la incertidumbre de medida”, una de cuyas notas acota que “la trazabilidad metrológica de un resultado de medida no garantiza por sí misma la adecuación de la incertidumbre de medida a un fin dado, o la ausencia de errores humanos”, en consonancia con el enfoque de ISO 10012.

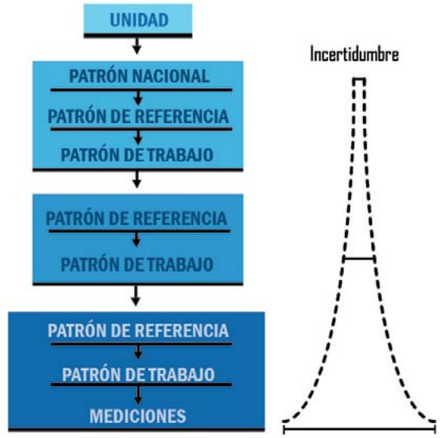


***Figura 1**. Cadena típica de trazabilidad, en la cual se muestra el incremento de la incertidumbre al alejarse de la referencia.*

El análisis de la cadena que relaciona las mediciones hechas en piso con las referencias, Figura 1, permite decidir de la mejor manera las características de los proveedores de servicios de calibración, en función de la incertidumbre requerida, pues calibrar los equipos con patrones con una incertidumbre demasiado alta causará una incertidumbre de medida también alta que no corresponda a la incertidumbre requerida, y a la inversa. Una consideración adicional es que los servicios de calibración incrementan su costo cuando disminuye la incertidumbre que ofrecen.

En cuanto a las referencias, actualmente el SI consta de siete unidades de base y un gran número de unidades derivadas. Las definiciones de las unidades de base han evolucionado hacia expresiones en términos de constantes de la naturaleza como la velocidad de la luz, por lo que están dejando de depender de artefactos –como el metro– o de experimentos irrealizables en la práctica –como el Ampere–. El kilogramo como la unidad de longitud está en proceso de trascender la definición original del siglo XIX, para ser expresada con referencia a un valor fijo y sin incertidumbre de la constante de Planck.

Las unidades de medida empleadas para las mediciones de fluidos pueden expresarse generalmente en el SI, aún cuando debe reconocerse que no es sencillo dejar atrás el uso durante centurias de unidades como el barril para volumen o la BTU para energía; el empleo de unidades de medida son parte de la cultura.

2.5 Incertidumbre de medida

La incertidumbre de medida es un concepto indisolublemente ligado a la medida con el que se intenta expresar cuantitativamente la duda inherente al resultado de medición. Aún cuando su empleo en metrología se ha formalizado hace apenas unas décadas, el concepto ha sido discutido al menos desde el siglo XII. Se ha comentado que es una "medida de la ignorancia física". De hecho, haciendo un paralelismo con el ámbito financiero, donde se aplican conceptos y algoritmos similares, el "riesgo" se encuentra como el concepto correspondiente a la incertidumbre de medida.

Como una parte integral de los resultados de medición, su valor depende de los elementos usados para la misma: equipos, infraestructura, conocimientos y competencia del personal, más precisamente de las "imperfecciones" de cada uno de ellos. De esta manera se identifican como causas genéricas de la incertidumbre de medida las imperfecciones en la definición del mensurando –magnitud que se desea medir-, las condiciones imperfectas en la medición, las características imperfectas del instrumento, la lectura imperfecta de las indicaciones del instrumento, el acoplamiento imperfecto del instrumento con el medio, el conocimiento imperfecto de las magnitudes que influyen en la medición, la calibración imperfecta del instrumento, entre otras –véase Figura 2-. El calificativo imperfecto se está utilizando en el sentido de carencia de información completa.

Determinación del coeficiente de descarga de la placa mediante su calibración	0.010
Medición de la presión diferencial 0	.006
Medición de la presión estática	0.005
Determinación del diámetro de la tubería a la temperatura de referencia	0.005
Incertidumbre estándar combinada	**0.016**

***Tabla 1**. Contribuciones principales a la incertidumbre de medida del flujo másico con una placa de orificio [11]. Cifras en kg/s.*

Es evidente que analizar las contribuciones a la incertidumbre de medida también beneficia la rentabilidad de la organización. Por ejemplo, en la medición de flujo másico mediante una placa de orificio, la contribución mayor a la incertidumbre de medida proviene de la determinación del coeficiente de descarga de la placa, por lo que es evidente que los intentos de reducir la incertidumbre tendrían que iniciar considerando el cambio en este rubro.

Según el VIM, [5], la incertidumbre de la medida es un *parámetro no negativo que caracteriza la dispersión de los valores atribuidos a un mensurando, a partir de la información que se utiliza.*

La necesidad de su empleo se aclara cuando se reconoce la variabilidad de los resultados que ocurre inevitablemente al medir –descartando aquellas mediciones llevadas a cabo con instrumentos demasiado burdos, en la cual la incertidumbre de la imperfección que ofrece el instrumento para medir en cuanto a su lectura-, y por lo que su apropiada expresión requiere de la aplicación de métodos de la estadística descriptiva, y particularmente de la función de densidad de probabilidad, *fdp*, véase por ejemplo [12], que tiene su simplificación en el más conocido histograma.

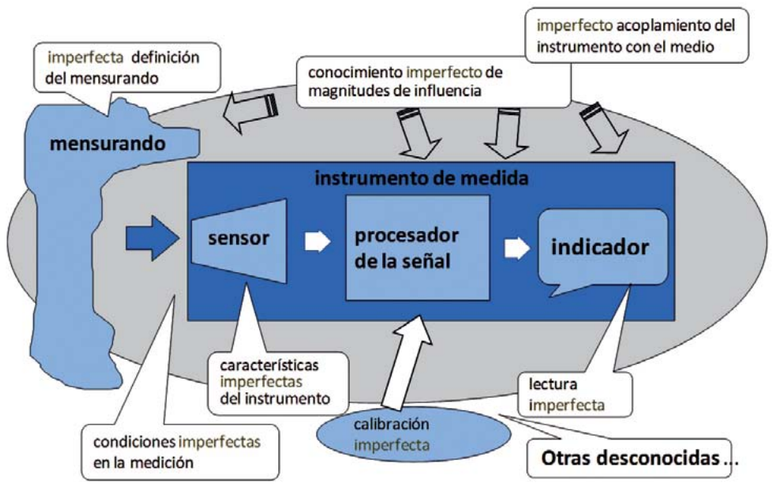


***Figura 2**. Causas de la incertidumbre de medida.*

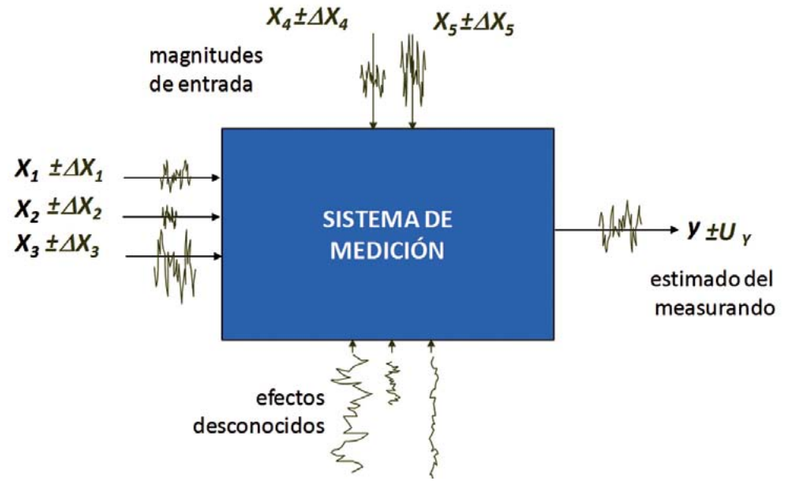


***Figura 3**. La expresión de los resultados de un sistema de medición es una variable aleatoria porque las entradas al sistema también lo son.*

La descripción de las *fdp* puede hacerse en términos de sus momentos, el momento de orden 1 corresponde a la media, el de orden 2 a la varianza, el de orden 3 refleja su asimetría, etc. Los métodos numéricos de estimación de la incertidumbre de medida publicados recientemente [13] toman en cuenta la información de la *fdp* completa.

El método GUM, analítico, solamente incorpora información del primero y el segundo momentos. Adicionalmente, cabe anotar que las recomendaciones de la GUM en cuanto a la expresión de la incertidumbre de medida giran en torno a la suposición de una *fdp* del mensurando gaussiana –o normal–, para reflejar un comportamiento bastante frecuente de los resultados de medición, y lo cual, afortunadamente, facilita la aplicación del método GUM pues los momentos de orden mayor a 2 pueden expresarse en términos de los momentos de orden 1 y 2 para estas *fdp*.

Se reconoce que el error de medida está relacionado con el momento de orden 1 de la *fdp* del mensurando, y la incertidumbre con el momento de orden 2.

3. ¿EXISTEN EFECTOS DE LAS BUENAS MEDICIONES EN LA "RENTABILIDAD" DE LAS ORGANIZACIONES?

En este trabajo se considera la "rentabilidad" no exclusivamente en función de las ganancias pecuniarias de la organización, sino como el conjunto de los beneficios originados en la organización que incluyen los aspectos:

- financieros,
- personal de la organización,
- sustentabilidad de la organización,
- preservación del ambiente,
- entorno social.

Como se mencionó, los resultados de medición sirven para tomar decisiones, por lo que buenas mediciones conducen a buenas decisiones, las que a su vez inciden positivamente en la rentabilidad de la organización. Más aún, un adecuado sistema de gestión de las mediciones conlleva otras oportunidades para mejorar la rentabilidad:

- La decisión sobre las capacidades de los proveedores de servicios de calibración depende del valor de incertidumbre requerida, tomando en cuenta que el costo de estos servicios incrementa cuanto más reducido sea el valor de la incertidumbre.
- La selección de servicios de calibración incorporados a los acuerdos internacionales

de reconocimiento mutuo facilitan el reconocimiento de las mediciones y pruebas de la empresa, que evitan los costos por nuevas pruebas en los países de los clientes o proveedores.

- El análisis de las contribuciones a la incertidumbre de medida encaminado a la reducción eficaz de la misma en caso necesario.
- La selección del valor de la incertidumbre de medida que mejor corresponda a la incertidumbre requerida, con lo cual se minimizan los costos, por un lado no incurriendo en los costos de incumplimiento del producto, y por el otro evitando los costos altos de la adquisición y operación de equipos de medición con capacidad innecesariamente alta.
- En los procesos de inspección de producto, en los cuales tradicionalmente se encuentran los estados de aceptado y rechazado, aparece un tercer estado para el cual no se tiene la certeza para aceptar o para rechazar, y en el eje de los valores de la variable medida, la extensión correspondiente a este tercer estado es del tamaño de la incertidumbre de medida. Esta situación ha sido abordada recientemente por varios autores [14, 15].

4. ¿QUÉ HAY MÁS ALLÁ DEL ENFOQUE AL "CUMPLIMIENTO"?

Los niveles de madurez de las organizaciones en cuanto a calidad han ameritado la atención de un buen número de autores, los cuales comúnmente despliegan como nivel más bajo aquél en el cual la calidad de los productos es circunstancial, no se observa sistematización alguna. El siguiente nivel usualmente aparece asociado a un sistema orientado al cumplimiento de requisitos; la implementación de sistemas de gestión de acuerdo a modelos como ISO 9001 o a ISO 10012 para mediciones correspondería a este nivel. Los niveles superiores abandonan el enfoque al "cumplimiento", porque es un hecho, y se trasladan al enfoque del "desempeño". Las similitudes y diferencias entre los términos en lengua inglesa *conformance* y *performance* son ilustrativas al respecto.

En uno de sus anexos, la ISO 9004 [16] muestra la descripción de una jerarquía para los niveles de madurez de una organización, la cual no es difícil extrapolar a aquella parte de la organización encargada de las mediciones, la función de metrología en el lenguaje de la ISO 10012, la cual puede resumirse como:

Factor clave	Salto
Interés	De requisitos a partes interesadas.
Enfoque	De procesos propios a procesos interrelacionados incluyendo proveedores y socios clave.
Motivador de mejora	De satisfacción del cliente a análisis de información generada externamente.
Sistemas implementados	De ISO 10012 a sistema ágil, flexible e innovador.
Logro de resultados	De algunos resultados predecibles a tendencias positivas sostenidas.
Aprendizaje	De prueba y error a aprendizaje continuo y sinérgico.

5. CONCLUSIONES

Las mediciones tienen vital importancia para la efectiva implementación de sistemas de gestión de calidad, pero más esencialmente, para la sustentabilidad de las organizaciones; la falta de mediciones confiables concuerda con el detrimento de la organización. Por el contrario, la existencia de mediciones confiables en una organización propicia su sano desarrollo, aun cuando debe reconocerse que tampoco garantiza su éxito: Contar con buenas mediciones en una organización es una condición necesaria pero no suficiente para el desempeño exitoso de las organizaciones.

Contar con buenas mediciones en una organización es una condición necesaria pero no suficiente para el desempeño exitoso de las organizaciones.

De manera similar al modelo de ISO 9001 para los sistemas de gestión de las organizaciones en general, la ISO 10012 propone un modelo para la gestión de las mediciones en una organización. El modelo contiene como elementos básicos a la confirmación metrológica de equipos para medir y al control de los procesos de medición, y establece como requisitos el balance entre características y requisitos en estos dos elementos.

Como partes indispensables en este modelo, y en todos los conocidos sobre gestión de mediciones, aparecen la trazabilidad metrológica y la incertidumbre de las medidas, por medio de las cuales puede cuantificarse la comparabilidad de los resultados de medida, y con ello la objetividad y confiabilidad de las mismas, que las constituye en soportes inigualables para tomar decisiones. Adicionalmente, los beneficios incidentes en una organización pueden amplificarse dando la debida consideración tanto a los resultados de mediciones como a su gestión.

No hay razón para que los sistemas de gestión de las mediciones se queden en el nivel reactivo de cumplimiento de requisitos. Como otros tipos de sistemas, el de gestión de las mediciones puede y conviene que trascienda a los niveles de agilidad, flexibilidad e innovación que requiere la dinámica organizacional actual.

REFERENCIAS

[1]. COPANT ISO 9001:2008. Sistemas de gestión de la calidad - Requisitos.

[2]. COPANT ISO 9000-2000. Sistemas de gestión de la calidad - Fundamentos y vocabulario.

[3]. COPANT ISO 10012. Sistemas de gestión de las mediciones — Requisitos para los procesos de medición y los equipos de medición.

[4]. COPANT - ISO/IEC 17025:2008. Requisitos generales para la competencia de laboratorios de ensayo y de calibración.

[5]. NMX-Z-055-IMNC-2009. Vocabulario Internacional de Metrología - Conceptos fundamentales y generales, y términos asociados (VIM). Traducción reconocida al español de JCGM 200: 2008. International vocabulary of metrology – Basic and general concepts and associated terms (VIM).

[6]. ISO TS 14253-2 Geometrical product specifications (GPS) — Inspection by measurement of workpieces and measuring equipment. Part 2: Guide to the estimation of uncertainty in GPS measurement, in calibration of measuring equipment and in product verification.

[7]. NMX-CH-140-IMNC. Guía para la expresión de incertidumbre en las mediciones, equivalente a JCGM 100:2008. GUM 1995 with minor corrections. Evaluation of measurement data — Guide to the expression of uncertainty in measurement. BIPM.

[8]. R. J. Lazos-Martínez, Las mediciones y la calidad, Publicación Técnica CNM-MMD-PT-003. Centro Nacional de Metrología. Los Cués, Qro., México, 1996.

[9]. Julio César Hernández Cruz, Carlos A. Galván Hernández, Ignacio Hernández Gutiérrez y Rubén J. Lazos Martínez, Impacto de la incertidumbre de medición en el costo de la producción, http://www.cenam.mx/dimensional/java/Applet_JC/Impacto_U.aspx, consultada el 3 de junio de 2011.

[10]. The International System of Units. BIPM. 8a. Ed. 2006.

[11]. R. Arias, incertidumbre en la medición de flujo másico mediante una placa de orificio , abril de 2001. http://www.cenam.mx/publicaciones/gratuitas/

[12]. P. G. Hoel. Introduction to Mathematical Statistics. Wiley International, 4a. Ed. (1971), p. 73.

[13]. ISO-GUM Supplement 1: Numerical methods for the propagation of distributions, 2004.

[14]. ISO 14253-1 Geometrical product Specification (GPS) — Inspection by measurement of workpieces and measuring instruments — Part 1: Decision rules for proving conformance or nonconformance with specification.

[15]. JCGM 104:2009. Evaluation of measurement data — An introduction to the "Guide to the expression of uncertainty in measurement" and related documents. BIPM, 2009.

[16]. NMX-CC-9004-IMNC-2009. Gestión para el éxito sostenido de una organización - Un enfoque basado en la gestión de la calidad.

Ciencia

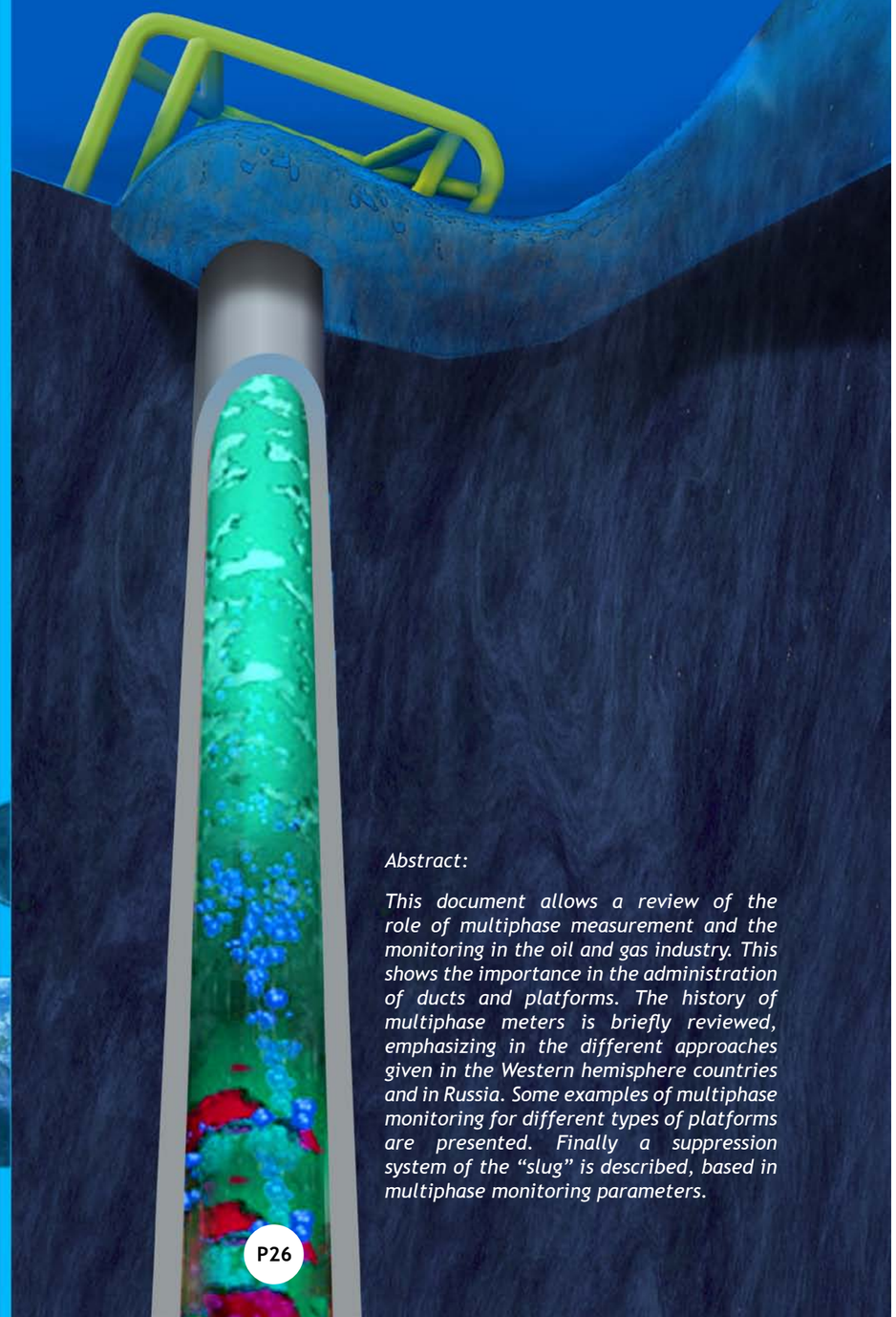
La ciencia no es sino una perversión de si misma, a menos que tenga como objetivo final, el mejoramiento de la humanidad. ***Nicola Tesla, Inventor Austrohungaro.***

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.

Análisis de la Utilidad de la Medición Multifásica para el Control de Producción en Plataformas de Petróleo y Gas

ANDREW JAMIESON – **NEFTEMER** (andy@4cmeasurement.co.uk)
ROGER BURNISON – **FocQus SAS** (rab@FocQus.com)



Abstract:

This document allows a review of the role of multiphase measurement and the monitoring in the oil and gas industry. This shows the importance in the administration of ducts and platforms. The history of multiphase meters is briefly reviewed, emphasizing in the different approaches given in the Western hemisphere countries and in Russia. Some examples of multiphase monitoring for different types of platforms are presented. Finally a suppression system of the "slug" is described, based in multiphase monitoring parameters.

1. INTRODUCCIÓN

La industria del petróleo y gas ha operado exitosamente alrededor de 150 años. La mayor parte del tiempo se ha dado énfasis en la producción de hidrocarburos líquidos en instalaciones técnicamente más fáciles de desarrollar. Hoy en día, en el siglo XXI, hay un reconocimiento general de que las reservas mundiales de hidrocarburos son limitadas; que las reservas fáciles de explotar se han desarrollado; que los precios se han elevado tanto, que la amplia variedad de reservas de difícil acceso ahora son viables económicamente. Además; también se reconoce que todas las reservas se deben usar o ahorrar. Por ejemplo, el gas asociado ya no debería ser enviado a tea sino más bien usarse en las propias instalaciones o reinyectado. Todo esto ha conllevado a la aparición de la "infraestructura multifásica" en muchas áreas de producción. Luego de pasar por la cabeza de pozo, tanto el petróleo no separado, el agua, como el gas, pueden transportarse largas distancias (los cordones submarinos de amarre de 50 km son usuales) hasta las instalaciones de procesamiento en las cuales se realiza la producción por parte de diferentes operadores.

Evidentemente esta "infraestructura multifásica" se debería controlar y administrar. Es también evidente que el monitoreo y la medición de los fluidos multifásicos deberían jugar un papel fundamental en estas infraestructuras de producción. El propósito de este documento es discutir los diversos roles del monitoreo y la medición en la producción de gas y petróleo en el siglo XXI. Actualmente estas son poco reconocidas. Se bosqueja un método para identificar "dónde hay defectos" y cuáles darán ideas sobre "cómo remover estos defectos". Para aclarar el contexto se ha preparado una revisión de la historia del desarrollo de los medidores multifásicos.

Como inicio se toma el "slugging severo" en pozos y tuberías ascendentes para ilustrar el potencial de monitoreo multifásico continuo, en la "infraestructura multifásica" del siglo XXI para una producción de gas y petróleo rentable.

2. DESARROLLO DE LOS MEDIDORES MULTIFÁSICOS

La presente revisión de la medición multifásica es amplia desde el punto de vista de los autores. Por muchas razones se considera que el comienzo del interés serio en el desarrollo de medidores multifásicos se dio hacia mediados de la década de los 70s. En ese tiempo las operaciones asistidas por computador estaban cobrando importancia y la mayoría de las compañías multinacionales de petróleo formaron grupos de investigación para buscar mejor instrumentación, incluyendo medidores multifásicos para hacer interfaz con los sistemas de computación y así tener un mejor control de las operaciones. En 1980, para los desarrollos de la medición multifásica había un gran acuerdo de interacción entre las compañías petroleras, los institutos de investigación, universidades y fabricantes. Había muchas ideas, muchos conceptos puestos a prueba, muchas fallas y algunos aciertos. Las compañías petroleras afirmaban que había un amplio potencial de mercado, como de hecho lo hay, y los fabricantes estaban sacando un buen partido de este mercado.

En occidente estos desarrollos condujeron a fluidos con FVG (Fracción de Volumen de Gas) hasta un 80%. En la segunda mitad de los años 80s las compañías petroleras empezaron a interesarse en la medición directa de "gas húmedo" – gas natural con cantidades variables de liquido suspendido libre. Inicialmente las cantidades de líquido eran menos del 1% por volumen a condiciones de línea, pero se hicieron intentos relativamente muy pronto para medir gases con hasta el 10% por volumen.

Hay varias maneras de clasificar los diferentes tipos de medidores multifásicos, pero es posible ajustar cualquier medidor multifásico en una de las siguientes categorías o en una combinación de ellas. También, no es del agrado de los autores hacer una distinción evidente entre medidores de "gas húmedo" y otros medidores multifásicos.

(a) Sistemas compactos de separación
Estos instrumentos realizan una separación del flujo del pozo en corrientes de líquido y vapor. Luego se mide utilizando medidores que toleran pequeñas cantidades de fluido en la otra fase. Posteriormente el líquido debe dividirse en petróleo y agua. Estos sistemas están aplicándose a nivel mundial, pero son voluminosos y se considera que no traen consigo los beneficios totales de la medición multifásica.

(b) Medición de la fracción de fase y velocidad
Estos medidores tratan de identificar las fracciones de petróleo, agua y gas, y medir las velocidades de fase, las cuales no son usualmente las mismas. En la práctica los fabricantes tratan de acondicionar el flujo de modo que las velocidades de fase sean

similares, y las diferencias de velocidad se corrigen usando modelos multifásicos. Muchos de los medidores multifásicos distribuidos alrededor del mundo son de este tipo.

(c) Trazadores
El flujo multifásico se mide al inyectar trazadores, a medidas conocidas, (p.ej. colorantes fluorescentes) que se mezclan con las fases individuales. Al analizar una muestra del fluido obtenido lo suficientemente alejado aguas abajo del punto de inyección, y combinándolo con la tasa de inyección, se pueden determinar los flujos individuales. Actualmente los trazadores están disponibles solamente para agua y petróleo. La técnica es particularmente adecuada para la medición de gas húmedo.

(d) Reconocimiento del patrón
Estos sistemas se caracterizan por el uso de sensores combinados con procesamiento complejo de señales. Potencialmente ofrecen el hardware más barato junto con el más alto desempeño metrológico. Un beneficio vital de este método será el ocuparse de soluciones de bajo costo para aplicaciones específicas.

2.1. Aplicaciones de Medidores Multifásicos

Los vértices del triángulo representan gas en fase simple, petróleo y agua, mientras que los lados representan dos mezclas de fase, y cualquier punto dentro del triángulo representa una mezcla única de tres fases. La región de transición indica dónde cambia la fracción de "líquido de agua en petróleo" a "petróleo en agua". Los rangos de régimen común de flujo multifásico, afectados por la temperatura, presión, viscosidad y orientación del flujo, están indicados al lado del triángulo. Se muestran diversas aplicaciones multifásicas las cuales comprenden desde gas húmedo (1, 2 y 3) hasta aceite de corte con alto contenido de agua. Las flechas indican cómo cambia la composición multifásica de un pozo durante su vida útil. Cerca del eje agua-petróleo hay aplicaciones de bajo FVG. Al momento de preparar este diagrama, hace 13 años, había áreas amplias del triángulo para las cuales no existían en realidad medidores adecuados. Ahora la mayoría de las áreas del triángulo pueden abordarse al mismo tiempo que se requieren mejoras en la exactitud. El reto mayor se encuentra en el petróleo pesado de alta viscosidad. Es fácil usar el triángulo para mostrar por qué la medición multifásica es compleja. Si tenemos dificultades con la fase simple, las cuales son tan evidentemente diferentes, una de la otra, es de esperar que la medición sea por lo menos tan difícil como lo es para cualquier composición multifásica en el triángulo. Se tiene además la complicación de que la composición del fluido multifásico de los pozos cambia significativamente con el tiempo. Ahora nos encontramos en las etapas donde se pueden ver algunas generalidades, pero para la mayoría de nuevas aplicaciones cada una debe tratarse por separado.

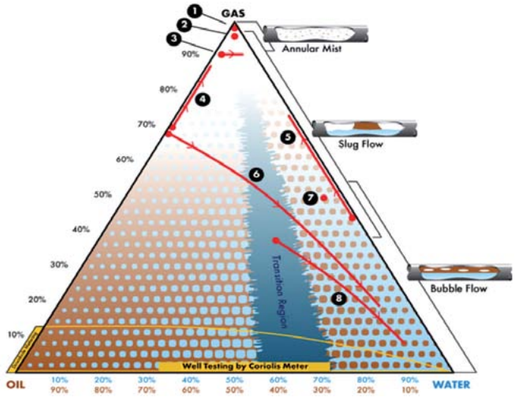


***Figura 1**. Triángulo multifásico (A.W.Jamieson)*

Las aplicaciones para "gas húmedo" parecen ocupar una pequeña parte de este diagrama, a saber, por encima del 90%. ¿Por qué entonces es tan difícil la medición del gas húmedo? Si se muestra la composición multifásica en la forma de fracciones de masa, en vez de fracciones de volumen, surge entonces un panorama diferente.

La figura 2 muestra fracciones de masa para densidades de gas en el punto de medición de 10, 50 y 200 kg/m3 (correspondiendo grosso modo, 10, 50 y 200 bar) densidad de petróleo de 600 kg/m3, (correspondiente a un condensado muy ligero), y densidad de agua de 1050 kg/m3 (correspondiente a agua producida muy salinizada). Se aprecia cómo la punta del triángulo de fracción de volumen se expande para llenar casi la totalidad del triángulo a baja densidad de gas de 10 kg/m3. El 10% de la fracción de volumen de petróleo corresponde a cerca del 85% de la fracción de masa de petróleo. A presiones medias, con una densidad de gas de 50kg/m3, corresponde a un 25%. Las figuras también muestran que los valores de LVF (FVL) se convierten en fracciones de masa de líquido, y en particular muestran que para presiones más bajas, bajas cantidades de

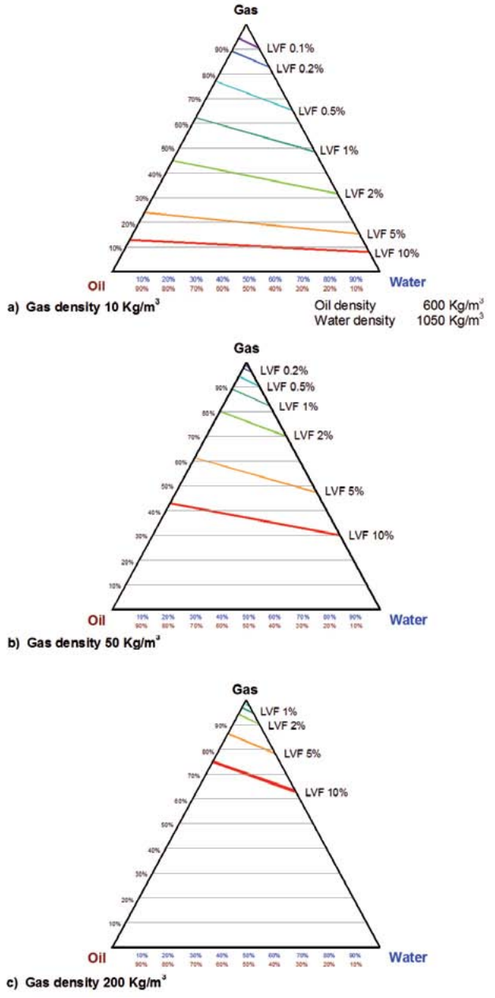


***Figura 2**. Triángulos de Fracción de masa multifásicos que muestran las líneas de fracción de líquido en tres densidades distintas de gas [2]*

líquido, en términos de volumen, cuentan para una fracción grande de masa total. **Ahora es evidente que el "gas húmedo" ocupa una porción grande del triángulo, y que la composición del fluido varía enormemente. Y es por esta razón, en dos palabras, que la medición de gas húmedo es un tema desafiante.** Es más apropiado usar la masa en lugar del volumen al evaluar las cantidades relativas u los valores relativos de hidrocarburos líquidos y gas.

2.2. ENFOQUES DE DESARROLLO (Occidente vs Rusia)

En Occidente el enfoque seguido por las compañías petroleras, institutos de investigación y fabricantes fue primero construir bancos de pruebas para multifásicos operando a una presión relativamente baja. Estos petróleos mezclados (a menudo productos refinados, agua y gas, usualmente aire) en proporciones conocidas, pasaban a través de estas secciones horizontales o verticales, y entonces separaban la mezcla para ser recombinada y recirculada. Se diseñaron medidores conceptuales para manipular flujos multifásicos artificialmente generados. Aún así, se aceptaba que era posible que el banco de pruebas podía no generar el flujo multifásico en las mismas condiciones que las reales, pero también se consideraba que esto era lo mejor que se podía hacer.

Cuando los prototipos se llevaban a campo, existían dificultades para conciliar las instalaciones medidas con los estimados hechos. Hay dos problemas para resolver: **"¿Es correcta la calibración de un medidor multifásico, usando modelos y algoritmos basados en los datos del banco de pruebas?" y "¿El equipo de las instalaciones (p. ej. El separador de prueba) provee resultados exactos?"** En la práctica había (y todavía hay) problemas con ambos. El diseño de los bancos de prueba ha mejorado para evitar la acumulación de emulsiones de agua/aceite. Algunos bancos de prueba pueden operar a altas presiones, y algunos usan gas natural en un ciclo abierto. En campo, los sistemas de comparación se montan más cuidadosamente, pero en muchas partes no es posible tener un sistema de referencia para verificar un medidor multifásico. Como consecuencia, la aceptación de los medidores multifásicos en occidente ha sido relativamente baja. Requieren de la atención de especialistas para tener un desempeño aceptable.

En Rusia, siguieron un enfoque distinto. La mayoría de los pozos de petróleo en Rusia tiene una producción relativamente baja, así que era esencial tener un medidor relativamente barato. No existían bancos de prueba para multifásicos. Ellos habían estado trabajando en medición no intrusiva de flujo de dos fases en sistemas de refrigeración para plantas nucleares usando medidores de rayos gamma rápidos, y se dieron cuenta que podrían ser usados en la industria del petróleo. Recibieron apoyo para llevar su equipo a campo y registraron la densidad fluctuante del medidor multifásico a partir de un amplio rango de flujos de pozos. Entonces: consideraron cómo extraer mejor la información de flujo a partir

de las señales fluctuantes; hicieron un modelo matemático de flujo multifásico y concibieron algoritmos apropiados. El flujo acumulativo del modelo se comparó con el de uno o dos días de producción recolectado en un puente báscula y así se lograron ajustar los parámetros en el modelo.

3. MONITOREO CONTINUO DE FLUJOS MULTIFÁSICOS

En esta sección se proporcionan dos ejemplos de monitoreo continuo. Primero, el monitoreo multifásico de pozos equipados con diferentes tipos de bombas; y segundo, el monitoreo multifásico de un pozo inestable.

3.1. Monitoreo en pozos bombeados

Se discutirán las diferentes características de pozos producidos con bombas tipo balancín, bombas centrífugas de pozo y bombas de pozo tipo tornillo. En las figuras 3,4 y 5 el caudal másico de líquido está dado en toneladas/día, el volumen de gas en m3/día y en porcentaje el corte de agua del líquido. Se han escogido las figuras para ilustrar ejemplos típicos de pozos que utilizan los diferentes métodos de producción.

La figura 3 muestra la producción usando una bomba de tipo balancín. El caudal del líquido es estable, ya que se espera que el barril de la bomba de pozo esté completamente lleno durante cada ciclo de bombeo. El caudal de gas varía considerablemente, pero esto refleja una cantidad de gas relativamente pequeña en términos de masa la cual arremete en el líquido en la tubería de producción a medida que la presión disminuye hacia la superficie. Esto genera un breve flujo emergente total, característico en la superficie. El contenido de agua en línea es relativamente estable.

La figura 4 muestra las características de producción de un pozo que opera con una bomba

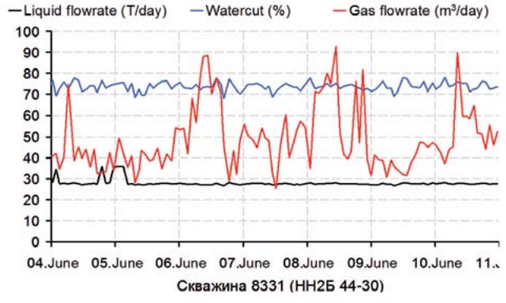


***Figura 3**. Características de producción de pozo ajustado con una bomba de balancín [3]*

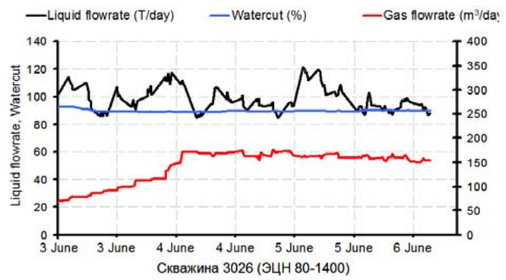


***Figura 4**. Características de producción de un pozo operando con una bomba centrífuga [4]*

centrífuga de fondo de pozo. El caudal de líquido es mucho más variable que en el caso de la bomba de balancín, dado que los líquidos de producción no fluyen constantemente a la entrada de la bomba. Como consecuencia, las características de trabajo de la bomba cambian constantemente. El caudal de gas es mucho más estable, probablemente reflejando así la intensa homogenización del fluido multifásico por causa de la bomba centrífuga. El contenido de agua en línea es constante en este caso. Sobre todo, las características de trabajo del pozo usando una bomba centrífuga son muy complejas.

La Figura 5 muestra las características de producción de un pozo operando con una bomba de pozo tipo tornillo. Estas parecen encontrarse en algún lugar entre las características de las bombas de balancín, las cuales deberían mezclar el mínimo fluido producido, y la bomba centrífuga, la cual debería mezclar los fluidos producidos intensamente. Con la bomba tipo tornillo los caudales de líquido y gas varían levemente y el contenido de agua es constante.

Tal como se estableció anteriormente, estas figuras se han escogido para mostrar un desempeño típico. Es evidente que tales figuras son invaluables para diagnosticar fallas en el equipo y en la optimización de la producción. La simplicidad de los datos presentados en las figuras, en las dos últimas secciones, no evidencian los muy significativos desafíos técnicos que se han superado con el fin de suministrar datos de manera rentable. Este es el tipo de datos que se enfatiza en cualquier proceso de producción para el monitoreo de fluidos en fase única.

Hasta ahora, tal información podría contenerse gracias a la industria del petróleo, pero a un costo alto, con equipo especializado, y en la práctica para períodos de tiempo limitados. Ahora, el monitoreo continuo de pozo se puede dar de una manera rentable para un amplio rango de pozos.

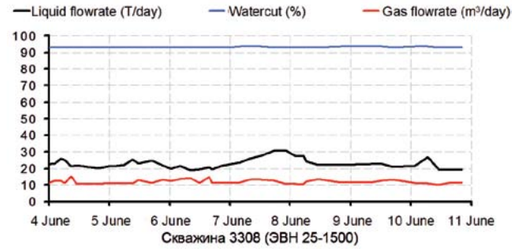


***Figura 5**. Características de producción de un pozo operando con una bomba de tornillo [4]*

3.2. Monitoreo de un pozo problema

Ahora se muestran, en la Figura 6, extractos provenientes de datos de monitoreo continuo realizados en un pozo problema que no podía ser analizado. Se instaló un medidor multifásico de absorción gamma tipo abrazadera y se registraron datos por alrededor de 15 días de forma continua. Este medidor recolecta datos sin procesar 250 veces por segundo y por lo tanto puede resolver cambios rápidos en el fluido multifásico.

Los siguientes tres diagramas muestran extractos de 5 horas, 10 horas y 3 horas de la señal de densidad multifásica para ilustrar que las características del flujo del pozo cambiaron en gran medida durante 15 días. La absorción de rayos gamma es la medición básica que hace este instrumento; la densidad multifásica se deriva directamente de este y se encuentra siempre disponible para el usuario. En lo que respecta a cualquier medidor de flujo las mediciones de caudal dependen del modelo que caracteriza el flujo. Por lo tanto es preferible en esta discusión usar estos datos primarios, los cuales son muy confiables.

La gráfica de la parte superior muestra que hay largos periodos de tiempo (alrededor de 30 minutos) de flujo de gas intercalado por periodos más cortos de flujo multifásico. Es posible conocer el flujo de gas a partir de los valores de baja densidad, y en esta gráfica la traza de gas es angosta, lo cual implica poco líquido condensado.

Los picos más altos indican que hay chispazos cortos de sólo agua, con una densidad de alrededor de 1. La gráfica del medio, un día más tarde aproximadamente, muestra un comportamiento de slugging inconstante obviamente muy diferente al mostrado en la gráfica de la parte superior. No existen periodos en donde se produzca solamente gas, pero vemos destellos de agua. La gráfica de abajo, alrededor de un día después, nos muestra otro patrón con un flujo slugging mucho más firme. Es posible observar que las lecturas más bajas corresponden a las de la gráfica de la parte superior y se puede asumir que estos son periodos cortos de sólo gas. El flujo multifásico gaseoso (de baja densidad) tiene claramente cantidades significativas de líquido condensado.

El patrón regular sugiere que el líquido se acumula en agujero del pozo, la presión de gas al fondo del mismo se incrementa hasta que sea capaz de empujar el líquido fuera; de esta forma, la última parte de líquido es agua separada en el agujero del pozo.

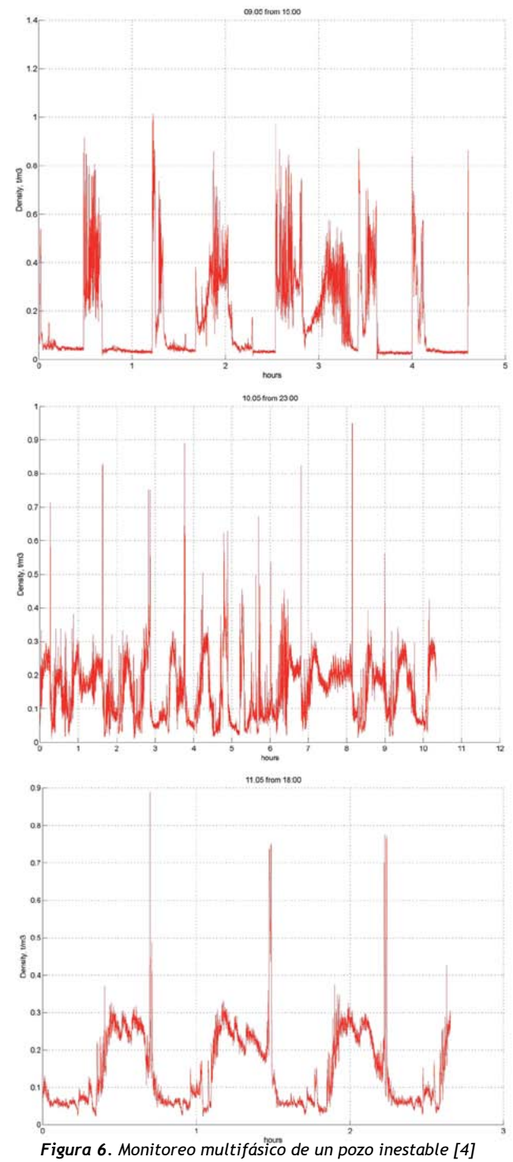


***Figura 6**. Monitoreo multifásico de un pozo inestable [4]*

Podría argumentar que no es razonable esperar que se obtenga una estimación de producción confiable para un tipo de pozo como este, a partir de una prueba intermitente, ya sea usando un separador de prueba o un medidor multifásico utilizado para una prueba de pozo intermitente. En este caso en particular los operadores no pudieron usar estos datos para que estabilizaran el pozo y para que mejoraran su producción.

4. DETECCION DEL SLUG

En esta sección se analizará el tema del monitoreo multifásico aplicado a la detección y supresión del slug. Se trabajaro en conjunto con la Universidad de Cranfield (del Reino Unido) en un proyecto apoyado por el gobierno británico para desarrollar un sistema eficiente de detección y supresión de slug. El objetivo del gobierno británico era extender el tiempo de vida de las reservas del Mar del Norte así como contar con soluciones rentables. El slugging es más común en los campos más viejos tales como en el Mar del Norte debido a la constante disminución en la presión de pozo. Esto genera problemas operacionales, la mayoría presentes en mar profundo y en campos de petróleo donde hay una cantidad mayor de agua en el petróleo. Esto afecta los pozos individuales y los elevadores que conducen hacia las instalaciones costa afuera. Los estimativos en cuanto a perdidas en la producción son muy grandes, algo más de US$200 mil millones /año. A US$100 por barril esto es equivalente a más o menos 5 millones de barriles al día, o cerca del 6% de la producción mundial diaria. Una de las más grandes compañías afirmó haber teni-

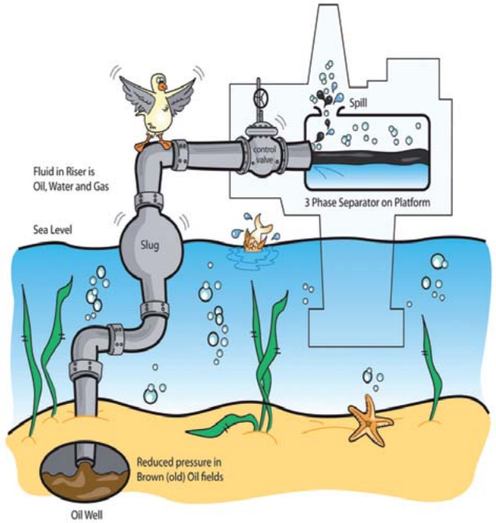


***Figura 7**. El Problema de un Slugging severo (A.W.Jamieson)*

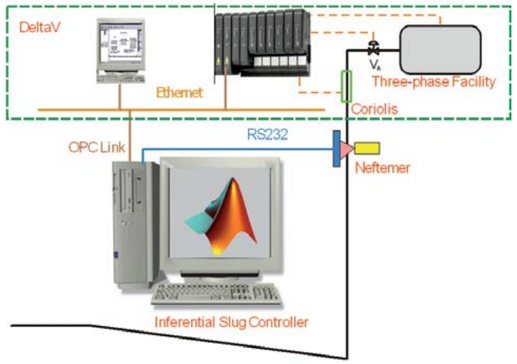


***Figura 8**. Instalación de prueba de detección de slug [Cortesía de la Universidad de Cranfield, U.K.]*

do pérdidas en producción en sus operaciones en el Mar del Norte de US$18 millones al año.

La figura 7 provee una ilustración hipotética del problema. Los fluidos que fluyen del pozo hacia las instalaciones pueden acumularse en el orificio del pozo o en los elevadores hasta que se acumule suficiente presión para empujarlo hasta las instalaciones de producción. A menudo estas cantidades son demasiado para ser controladas por las instalaciones, y entonces como consecuencia se apagan automáticamente. La solución usual es cerrar la válvula de control a la entrada de las instalaciones de modo que no se sobrecarguen, pero esto significa recortar la producción. Lo que se necesita es variar el ajuste de la válvula de control para estabilizar el proceso y así inducir al máximo de la producción de la instalación.

La solución que se escogió se llevó a cabo usando el banco de pruebas multifásicas de la Universidad de Cranfield, el cual tiene una sección de elevación de 11 metros, y se muestra en la figura 8. Las señales se obtuvieron de la instrumentación del banco, entre los cuales había, sensores de presión, un medidor coriolis Endress and Hausser, y un medidor multifásico de abrazadera Neftemer (hasta 250 Hz).

Para desarrollar los algoritmos de control se utilizó el software de simulación de tubería OLGA de la empresa SPT con datos de la plataforma Alba suministrados por Chevron.

Este enfoque general no requiere una instrumentación específica; nos permite hacer lo mejor que se pueda con cualquier señal disponible. En particular, la densidad multifásica en la parte superior del elevador mejoró el desempeño significativamente. El medidor Coriolis, o aún me-

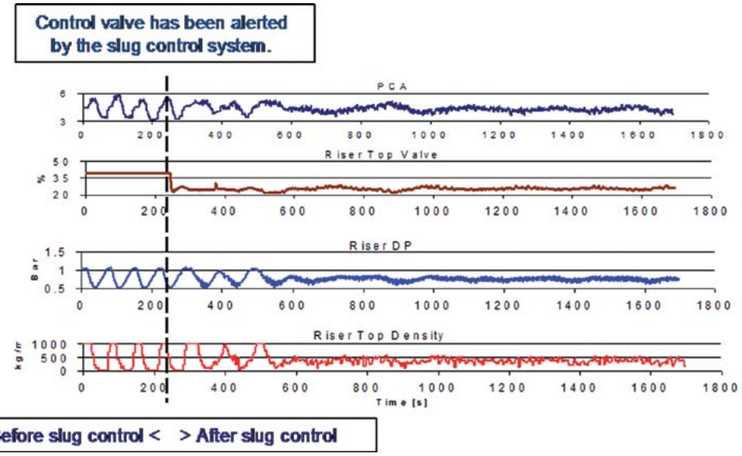


***Figura 9**. Sistema de supresión de slug en operación [Cortesía de la Universidad de Cranfield, U.K.]*

jor, el medidor de abrazadera Neftemer podrían suministrar estos datos. Esto es mucho más fácil de colocar en instalaciones de producción dado que no se requiere de tiempo de pausa.

En la figura 9 se muestran los resultados. La gráfica de la parte superior muestra la señal del algoritmo de control, la cual es una composición de todas las señales usadas en esta situación específica. La segunda gráfica es el porcentaje cerrado de la válvula superior del elevador, una válvula de control ordinaria. La tercera gráfica es el diferencial de presión a lo largo del elevador y la cuarta gráfica es la densidad del multifásico Neftemer. Antes de encender el sistema de supresión de slug, el banco ya está en acción de slugging, y, para evitar dañar los recipientes, la válvula de control se encuentra a 40% de cierre. Cuando se activa el sistema, dentro del tiempo en el que pasan tres slugs, el banco se estabiliza y se abre la válvula de control hasta una posición de 25-30%. De este modo se mejora la producción total.

Se han realizado más ensayos en una plataforma costa afuera, confirmando el cuadro general mostrado anteriormente. Sin embargo, los flujos multifásicos en las instalaciones costa afuera no eran las mismas al banco de Cranfield, asimismo se hicieron más investigaciones.

En este sentido, el autor considera que un sistema de supresión de slug, tal como el descrito más arriba, podría estabilizar el pozo ilustrado en la Figura 6, y efectivamente acondicionarlo de manera tal que pueda ser más fácilmente medido por un medidor multifásico.

5. CONCLUSIONES

Las tecnologías multifásicas son importantes para la industria del petróleo. Sin embargo, el despliegue de sólo una, dígase medición multifásica, puede generar problemas en cualquier parte del sistema de producción. A fin de extender la tecnología multifásica de manera apropiada, es necesario dar un vistazo de nuevo a la producción total del sistema.

El monitoreo continuo de los parámetros de los fluidos multifásicos, en particular flujo y densidad, nos permite evaluar de una mejor manera la producción en pozo, y sugiere enfáticamente que la prueba de pozos intermitentes debería usarse sólo donde los pozos son lo suficientemente estables.

La supresión de “slugs severos” es un buen ejemplo de, cómo un monitoreo continuo de los parámetros multifásicos permite que se estabilicen las instalaciones de producción, se mejore la producción y sugiere que el problema de la medición multifásica puede simplificarse.

6. BIBLIOGRAFÍA

[1] *Handbook of multiphase flow metering. The Norwegian Society for Oil and Gas Measurement, 2005*

[2] *Multiphase Metering - The Challenge of Implementation (A.W. Jamieson; North Sea Flow Measurement Workshop, Gleneagles, Scotland, 1998)*

[3] *Wet Gas Metering - The Unexpected Challenge (A.W. Jamieson; North Sea Flow Measurement Workshop, Tonsberg, Norway, 2001)*

[4] *Neftemer - Cost-effective, non-intrusive well monitoring (V.A. Kratirov, D. Gazin, A.V. Kolonskih, A.W. Jamieson; Heavy Oil Workshop, Rio de Janeiro, 2009)*

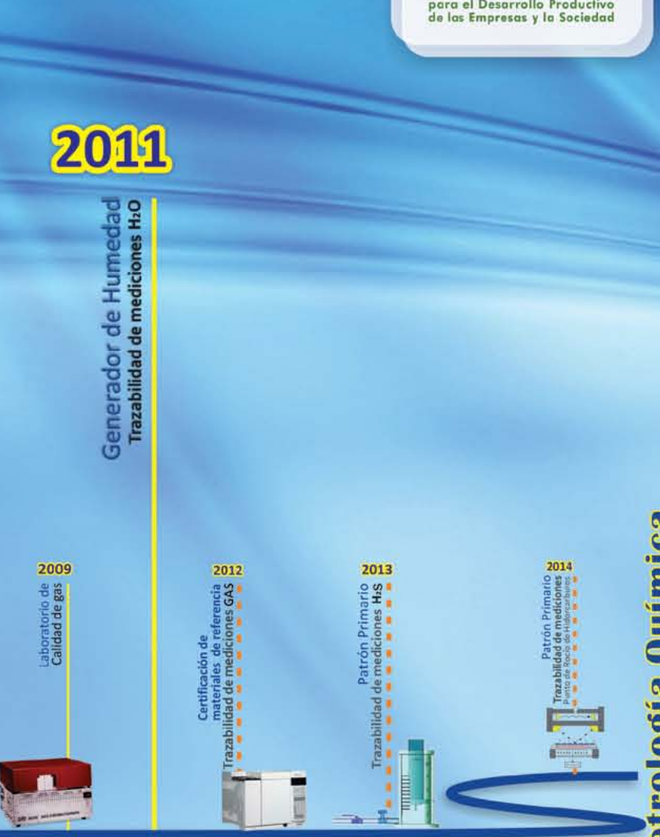
HECHO EN COLOMBIA
CorporaciónCDTdeGAS

BANCO PATRÓN

Generador de Humedad

Trazabilidad de mediciones H_2O

Corporación CDT de GAS
Centro de Desarrollo Tecnológico del GAS
1999 - 2011 / 11 años
Aplicando Metrología para el Desarrollo Productivo de las Empresas y la Sociedad



Caracteristicas :

- Brinda trazabilidad a Patrones Resguardados por la SIC y por ende al SI de Unidades.
- Brinda máxima confiabilidad para ser utilizado en Laboratorio o directamente en sitio.
- Permite la calibración de sensores portátiles y analizadores en línea de contenido de H_2O instalados en la red nacional de gasoductos.
- Amplio alcance de generación de humedad absoluta, permitiendo desde 20 ppm en volumen (1 Lb/MMPCS - $15*10^{-6}$ Kg/m^3) hasta 2000 ppm en volumen (100 Lb/MMPCS – $1,5*10^{-3}$ Kg/m^3)
- Permite obtener valores de incertidumbre de calibración menores a 10 ppm envolumen (0,5 Lb/MMPCS – $7,5*10^{-6}$ Kg/m^3)
- Disminuye los tiempos de respuesta ofrecidos hoy en Colombia prestando un servicio oportuno y totalmente confiable con respaldo tecnológico del CDT de GAS.

Innovación

MICROTURBINAS

Una Tecnología para la generación distribuida

Laidy Esperanza Hernández Mena (lhernandez@cdtdegas.com)
Juan Sebastian Gómez Meyer (jgomez@cdtdegas.com)

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.

Abstract:

The need to find more efficient and cleaner sources of energy is a really important factor in the industry nowadays. Sources of energy with fewer emissions, better uses of the energy and cheaper, are competing with the traditional sources of energy. Microturbines are equipment able to produce electrical energy and due to their principle of operation facilitate the process of trigeneration (CCHP - Combined Cooling, Heat and Power) increasing the global efficiency of the process. In this article the viability of installing microturbines, their advantages and different applications worldwide are presented.

INTRODUCCIÓN

Hoy en día, la producción de energía a nivel mundial está teniendo cambios significativos y es así como durante los últimos años se ha venido implementando la generación distribuida conocida también como "generación in-situ", la cual consiste en la generación de energía a pequeña escala instalada en puntos cercanos al consumo, lo que permite reducir pérdidas en las redes de transporte de energía eléctrica.

Una de las tecnologías más innovadora que se proyecta en la actualidad para la generación distribuida (30 a 500 kW), son las microturbinas, debido principalmente a su tamaño y flexibilidad. Esta tecnología permite la cogeneración (producción electricidad y calor) o la trigeneración (producción de electricidad, calor y refrigeración) a partir de un único combustible.

FUNCIONAMIENTO

Los componentes básicos de una microturbina son el compresor, la turbina, el generador y un intercambiador de calor (recuperador) como se puede observar en la figura 1.

El funcionamiento de una microturbina es similar a una turbina convencional; inicialmente el gas de combustión se expande en una o más secciones de la turbina produciendo energía mecánica rotacional mediante un eje para accionar el compresor y el generador eléctrico. El eje del turbocompresor en una microturbina gira alrededor de 96.000 RPM en máquinas de 30 kW y alrededor de 70.000 RPM en máquinas de 100 kW[1].

La electricidad producida por la microturbina puede ser a través de un generador de alta velocidad directamente manejada por el turbocompresor o con una turbina de potencia-caja de velocidades-generador como en una turbina convencional. Sin embargo el sistema mas usado en micro turbinas es el generador de alta velocidad de eje simple el cual requiere un rectificador y un inversor.

Las microturbinas pueden tener o no sistemas de recuperación. Estos sistemas de recuperación son intercambiadores de calor de aire-gas, que usan el calor de los gases de escape de la turbina (alrededor de 650° C) para precalentar el aire de compresión (alrededor de 150 °C a 205°C) antes de que el aire entre a la cámara de combustión y producir calor para aplicaciones como calentamiento de agua y calentamiento de espacios. Adicionalmente los gases de escape también pueden ser empleados para refrigeración mediante un sistema por absorción.

VENTAJAS

Debido a su funcionamiento y su alta flexibilidad, estos equipos presentan ventajas ambientales, económicas y operativas. Debido a su baja relación tamaño-peso permite que estas sean fáciles de ubicar dentro de una planta de proce-

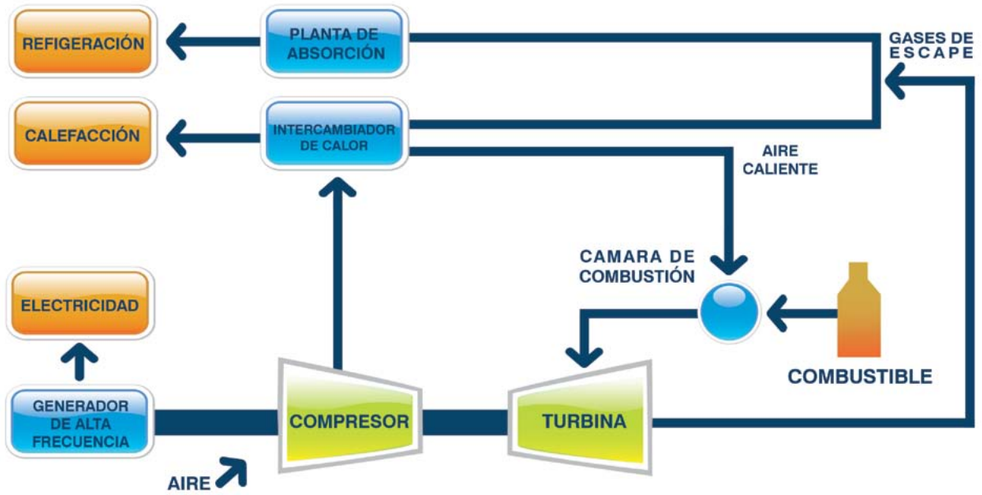


Figura 1. *Esquema Microturbina básica con trigeneración (Fuente: microturbinas, [1])*

so, además de que presentan un funcionamiento continuo con bajas paradas de mantenimiento, lo cual brinda una confiabilidad en la disponibilidad de la energía, haciendo que sean fáciles de interconectar a la red.

Por lo general, las microturbinas son fáciles de operar gracias a una interfaz amigable con el usuario, permitiendo incluso, ser monitoreadas desde puntos remotos. Requieren poco espacio y tiene bajo peso, además de presentar bajos niveles de ruido.

Una de las grandes ventajas de las microturbinas es la reducción de emisiones de gases invernadero. Las emisiones de NOx son muy reducidas y no se requiere sistema de post-combustión, lo cual a comparación de otras fuentes de energía, ofrece un beneficio ambiental muy grande.

Una de las grandes ventajas de las microturbinas es la reducción de emisiones de gases invernadero. Las emisiones de NOx son muy reducidas y no se requiere sistema de post-combustión, lo cual a comparación de otras fuentes de energía, ofrece un beneficio ambiental muy grande

Las microturbinas pueden operar con una gran variedad de combustibles tales como gas natural, biocombustibles, combustibles provenientes de procesos de condensado, e incluso gases que no pueden ser inyectados en los gasoductos por sus propiedades físico-químicas.

Con respecto a los beneficios económicos, cabe destacar las grandes disminuciones de consumo eléctrico, de calefacción, refrigeración y de agua caliente.

APLICACIONES

Gracias a su versatilidad y demás ventajas ya mencionadas, esta tecnología ha sido aplicada en diferentes ámbitos que van desde edificios, universidades, hospitales hasta en vehículos, grandes granjas y en la industria del petróleo y del gas, de acuerdo a cada una de las necesidades de los usuarios.

En Bogotá, Colombia, el edificio de la Cámara Colombiana de Infraestructura, tiene instaladas 2 microturbinas a gas en su parte superior, gracias al bajo peso del equipo y la baja vibración presente durante la operación. A través del proceso de trigeneración, se conoce que con la microturbina se logra abastecer de electricidad, agua caliente, y capacidad de refrigeración a todo el edificio. Este proyecto es el primero en Colombia en brindar estos 3 beneficios juntos en un solo sistema y hasta el momento ha trabajado durante aproximadamente año y medio dando muy buenos resultados económicos y ambientales. El edificio funciona sin necesidad de conexión a la red de energía eléctrica, y debido a la alta confiabilidad del sistema de microturbinas, el edificio no ha sido afectado por fallas en el suministro de energía. Las intervenciones realizadas a estos equipos, solo han sido cuestiones normales de mantenimiento.[5].

En Bogotá, Colombia, el edificio de la Cámara Colombiana de Infraestructura, tiene instaladas 2 microturbinas a gas en su parte superior, gracias al bajo peso del equipo y la baja vibración presente durante la operación. A través del proceso de trigeneración, se conoce que con la microturbina se logra abastecer de electricidad, agua caliente, y capacidad de refrigeración a todo el edificio.

En Alemania diferentes proyectos se han realizado con microturbinas, entre estos se destaca la instalación de un hospital en Koblenz, en el cual la turbina provee la electricidad necesaria para su funcionamiento, además de calefacción para los meses de invierno y agua caliente para los meses de verano. La instalación de estos equipos brindó una reducción en los costos de energía y garantizó el confort durante los altos picos de carga térmica en el invierno. También se encuentran microturbinas instaladas en Schmalkalden, una pequeña ciudad de Alemania, en la cual 3 microturbinas C200 proveen calefacción a alrededor de 300 apartamentos y 20 edificios industriales incluyendo una universidad [2].

En otros países como Bolivia, debido a la dificultad de suministro eléctrico regulado, se instalaron microturbinas en una estación de compresión de gas, la cual se encuentra a aproximadamente 6 horas de la ciudad más cercana. Con la instalación de las microturbinas se obtuvo generación de energía eléctrica en el campo, haciendo que la planta fuera independiente de la red y además que se pudiera supervisar desde sitios remotos, lo que

En Japón, una microturbina fue instalada en una granja lechera la cual funciona con biocombustible creado de los desechos líquidos y sólidos de las vacas. La microturbina es utilizada para producir energía eléctrica y para ciertos procesos de calefacción en la granja [3].

Figura 2. Necesidades y Aplicaciones de las microturbinas.

***Figura 3**. Microturbina Capstone C200 capacidad 200Kw. (Fuente: Catalogo productos Capstone[5]).*

permitió adicionalmente, optimizar el proceso debido a la reducción de visitas del personal a la planta.

En Japón, una microturbina fue instalada en una granja lechera la cual funciona con biocombustible creado de los desechos líquidos y sólidos de las vacas. La microturbina es utilizada para producir energía eléctrica y para ciertos procesos de calefacción en la granja [3].

CONCLUSIONES

Las microturbinas son una opción viable para la generación distribuidaen diferentes campos de acción, que van desde aplicaciones para grandes industrias como la del petróleo y del gas hasta aplicaciones residenciales, debido a su alto intervalo de capacidades. Adicionalmente, son óptimas para la implementación de procesos de cogeneración y trigeneración, lo que ofrece alternativas adicionales y altas eficiencias globales. Otro aspecto a destacar, son los beneficios ambientales, económicos y operacionales que hacen que esta tecnología sea competitiva en el mercado de la generación de energía.

BIBLIOGRAFIA

[1] Claire Soares P.E. Microturbines .Applications for Distributed Energy Systems.Butterworth Heinemann. Cap 1-2-3-9-10- 16 (2007).

[2] Capstone. Turbine Corporation. Link de página Web: http://www.microturbine.com/news/video/view.asp?video=bogota-colombia.

[3] Elliott Group. Link de página Web: http://www.elliott-turbo.com/default.asp.

[4] Gillete Stephen. Microturbine Technology Matures. Capstone. Turbine Corporation. 2010. Link de Consulta:http://www.powermag.com/distributed_generation/3105.html.

[5] Capstone. Turbine Corporation. Link de Consulta http://www.microturbine.com/_docs/Product%20Catalog_lowres.pdf.

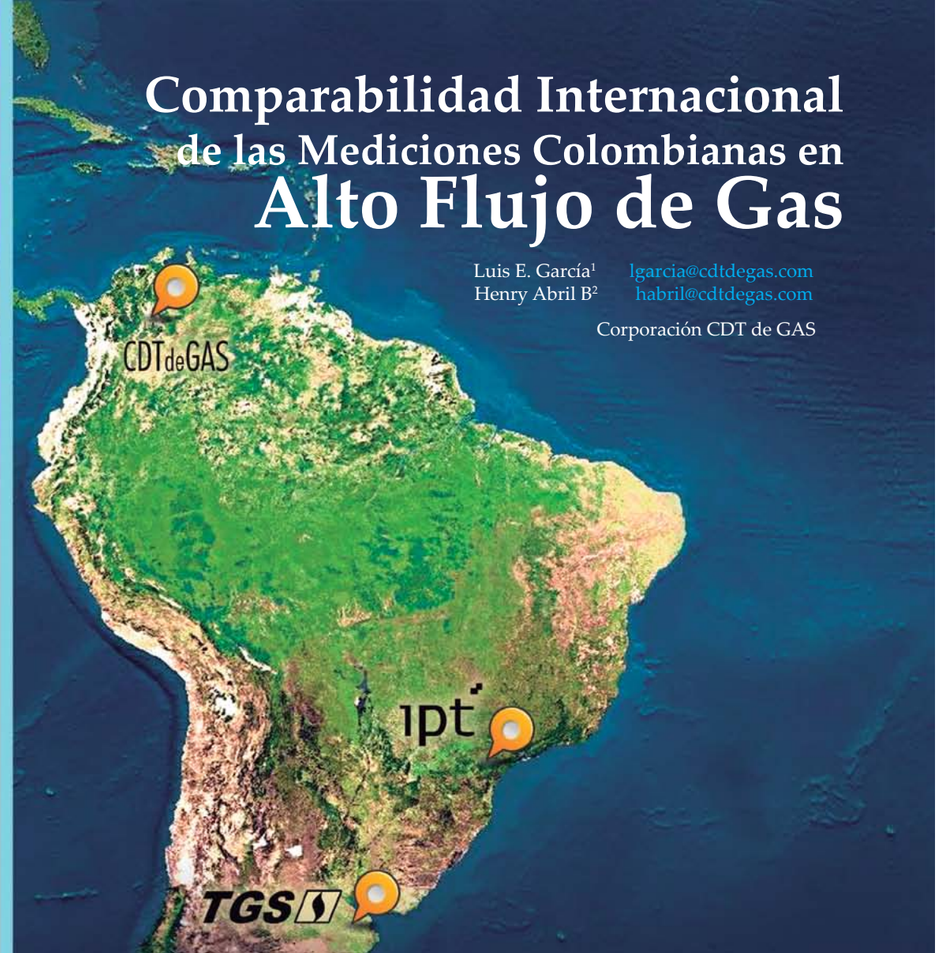
Casos de ÉXITO

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.

Comparabilidad Internacional de las Mediciones Colombianas en Alto Flujo de Gas

Luis E. García[1] lgarcia@cdtdegas.com
Henry Abril B[2] habril@cdtdegas.com
Corporación CDT de GAS



Abstract:

In this article the experiences and results obtained in the development of the first "International Comparison in Volume Metrology and Gas Flow" (Comparación Internacional, en Metrología de Volumen y Flujo de Gas in Spanish) are described. The comparison was made between the laboratory of the Transportadora de Gas del Sur S.A. (TGS) from Argentina, the Fluids metrology center from the Instituto de Pesquisas Tecnológicas (IPT) from the Sao Paulo state in Brazil and the Corporación Centro de Desarrollo Tecnológico de GAS (CDT de GAS) from Colombia, last one acting as coordinator and pilot laboratory. This exercise confirmed the traceability in the results emitted by the participating laboratories. This is a relieving for the clients who now have one more trustable element in the comparability of measurements provided and also for the awarding entities and each country government as a prove of the laboratories competences and metrological performances against a possible evaluation process of the Calibration and Measurement Capabilities declared.

[1] Líder de Investigación Tecnológica Corporación CDT de GAS
[2] Director Corporación CDT de GAS

1. INTRODUCCIÓN

El Gas Natural representa para Colombia y para diversos países Latinoamericanos un energético de vital importancia en el sector productivo, cuyo valor impacta directamente los costos operativos por cuanto no cabe duda respecto a la importancia de garantizar la trazabilidad de las mediciones de este energético, tanto en Transferencia de Custodia como a nivel de procesos, en aras de mantener, controlar e incluso optimizar su consumo. Para garantizar la trazabilidad y realizar mediciones con adecuados niveles de incertidumbre es necesario contar con procesos de medición normalizados, infraestructuras adecuadas y personal competente, que permita proveer trazabilidad al SI. En este sentido, los NMI's y los laboratorios que proveen servicios de metrología a la industria, juegan un papel clave, pues en estos recae la responsabilidad de diseminar las magnitudes del SI y propender por el reconocimiento de los Patrones Nacionales y las respectivas CMC [1].

Ya se trate del cumplimiento del requisito relativo a la Validación de Métodos dado en el Numeral 5.4.5 de la ISO/IEC 17025 [2] o como herramienta de confirmación para las CMC declaradas [3], la comparaciones constituyen uno de los procesos mejor reconocidos en la validación de los resultados emitidos por un Laboratorio, al facilitar la mejora continua y brindar confianza en los servicios de metrología. Más allá de las motivaciones (anteriormente descritas) de índole normativo para la realización de comparaciones, existen diversidad de razones para la ejecución de comparaciones interlaboratoriales, como las enunciadas por Ruiz et al [4], articulo editado en la edición N° 4 de la Revista M&F y del cual se recomienda su consulta.

Tomando en consideración la anterior argumentación, el CDT de GAS -con recursos provistos por el Estado colombiano a través de COLCIENCIAS[3] lideró y desarrolló un programa de "Comparación Internacional, en Metrología de Volumen y Flujo de Gas", entre el laboratorio de la Transportadora de Gas del Sur S.A. (TGS) de Argentina, el Centro de Metrología de Fluidos del Instituto de Pesquisas Tecnológicas (IPT) del Estado de Sao Paulo en Brasil y por supuesto la Corporación Centro de Desarrollo Tecnológico de GAS (CDT de GAS) de Colombia, actuando como laboratorio coordinador y piloto. Como todo proceso de comparación y a pesar de los esfuerzos realizados en su gestión y ejecución se presentaron inconvenientes de diversa índole, los cuales fueron superados y finalmente se logró culminar el programa según las características y con los resultados descritos a continuación.

[3] Departamento Administrativo de Ciencia, Tecnología e Innovación

2. ABREVIATURAS

BIPM	**Bureau International des Poids et Mesures**
CDT de GAS	**Corporación Centro de Desarrollo Tecnológico**
CMC	**Calibration and Measurement Capabilities**
DT	**Dispositivo de Transferencia**
EAL	**European Cooperation For Accreditation Of Laboratories**
INTI	**Instituto Nacional de Tecnología Industrial (NMI de Argentina)**
IPT	**Instituto de Pesquisas Tecnológicas del Estado de Sao Paulo (CMF)**
KCs	**Comparaciones Clave entre NMIs avaladas por el BIPM**
NMi	**Netherlands Metrology Institute, Actualmente VSL**
NMIs	**Institutos Nacionales de Metrología**
ONAC	**Organismo Nacional de Acreditación de Colombia**
PTB	**Physikalisch-Technische Bundesanstalt .**
SI	**Sistema International de Unidades del francés "Le Système International d'Unités"**
SIC	**Superintendencia de Industria y Comercio (Colombia)**
TGS	**Transportadora del Gas del Sur S.A.**
VSL	**National Metrology Institute of the Netherlands**

3. COMPARACIÓN TGS-CDT-IPT

Tres laboratorios Acreditados y líderes en metrología de volumen y flujo de gas (Ver Tabla 1) en sus diferentes países, iniciaron en enero de 2010 el programa de comparación (Ver Logos en la Figura 1) siguiendo las directrices de los documentos "The Guidelines for CIPM key comparisons" [5] y "EAL-P7"[6], con el objeto de estimar el grado de equivalencia de sus mediciones, facilitar y asegurar los procesos de medición de gas natural, y apropiar conocimientos para continuar garantizando la trazabilidad al SI, en sus entornos de influencia, ampliando el marco de confianza en cada uno de los países participantes.

Figura 1*. Logos de Identificación para la Comparación*

Descriptor	TGS	CMF-IPT	CDT de GAS
País	ARGENTINA	BRASIL	COLOMBIA
Nombre legal	Transportadora de Gas del Sur S.A.	CMF – IPT Instituto de Pesquisas Tecnológicas	Corporación Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas
Intervalo	0,5 m^3/h a 6500 m^3/h	0,6 m‡/h a 5100 m‡/h	3 m^3/h a 4800 m^3/h
Incertidumbre Típica	0,28 % (k=2)	0,20 % (k=2)	0,20 % (k=2)
Trazabilidad en Volumen	NMI Holanda	PTB Alemania	PTB Alemania
Trazabilidad en Magnitudes asociadas	INTI	INMETRO	SIC
Patrones de Trabajo	Rotativos	Turbinas	Rotativos y Turbinas
Acreditación ISO/IEC 17025	INTI	INMETRO	ONAC

Tabla 1. Descripción de los Laboratorios Participantes

4. CONSIDERACIONES TECNICAS DE LA COMPARACIÓN

4.1 Mensurando del programa de comparación

El mensurando objeto de la comparación correspondió al Error de Medida relativo (Ec. 1), obtenido por los laboratorio participantes al calibrar el DT sobre un conjunto de 10 caudales (Ver Tabla 2).

$$E_i(\%) = \frac{V_{DT} - V_{Lab@DT}}{V_{Lab@DT}} * 100 = \frac{\frac{Np_{DT}}{Kf_{DT}} - V_{Lab@DT}}{V_{Lab@DT}} * 100$$

Ec. 1

Donde; $V_{Lab@DT}$= Volumen indicado por el laboratorio participante, V_{DT}= Volumen registrado por el Dispositivo de Transferencia. Ambos referenciados a las mismas condiciones termodinámicas.

Particularmente en el CDT de GAS, se corrige el volumen indicado por los patrones, para llevarlo a las condiciones termodinámicas del DT, según la Ec. 2.

$$V_{Lab@DT} = \left[\frac{T_{DT} + 273{,}15}{Pa + P_{DT}}\right] * \left[\frac{100 * Np_{MMi}}{(\%E_{pi@Q} + 100) * Kf_{MMi}}\right] * \left[\frac{(Pa - P_{MMi})}{(T_{MMi} + 273{,}15)}\right]$$

Ec. 2

Dónde:

$\%E_{pi@Q}$ ***[%]*** *Error del Medidor Patrón correspondiente al caudal de operación, según certificado de calibración.*

Np_{MMi} ***[Pulsos]*** *Número de pulsos del medidor patrón*

Kf_{MMi} ***[Pulsos/m³]*** *K-Factor del medidor patrón*

Np_{DT} ***[Pulsos]*** *Número de pulsos del DT*

Kf_{DT} ***[Pulsos/m³]*** *K-Factor del DT*

T_{MMi} ***[ºC]*** *Temperatura del fluido de Calibración en el medidor patrón*

T_{DT} ***[ºC]*** *Temperatura del fluido de Calibración en el DT*

P_{MMi} ***[mbar]*** *Presión diferencial del fluido de calibración en el medidor patrón respecto a la presión atmosférica*

P_{DT} ***[mbar]*** *Presión diferencial del fluido de calibración en el DT respecto a la presión atmosférica*

Pa ***[mbar]*** *Presión atmosférica*

4.2 Dispositivo de Transferencia

El dispositivo de transferencia utilizado (Ver Tabla 3) correspondió a una Turbina modelo TRZ03, designación G1000 del fabricante RMG de Alemania, patrón de medida que fue manufacturado bajo recomendaciones especiales, sin odómetro mecánico. Este modelo, debido a su alta calidad metrológica, posee aprobación del PTB de Alemania para uso en procesos de transferencia de custodia de Gas Natural (GN) y ha sido utilizado en otras comparaciones internacionales [7]. El patrón de medida tipo Turbina posee dos salidas de pulsos (de alta frecuencia), desfasadas 180° y un Kfactor de 3801,1 pulsos/m3 cada una.

Caudal No.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
%Qmax	10	15	20	25	30	40	55	70	85	100
m^3/h	160	240	320	400	480	640	880	1120	1360	1600

Tabla 2. Caudales de la Comparación

DN	150 mm (6 in)
Qmin	80 m^3/h
Qt	320 m^3/h
Qmax	1600 m^3/h
Masa	45 kg
Longitud entre Bridas	450 mm
Conexión Bridada	ANSI 150
ΔP@Air, Qmax, 1,1bar	20,5 mbar
Max Vibración Mecánica	1 mm/s
Temp. de Operación	-10℃ a 50℃
Linealidad (0,1Qmax→Qmax)	<0,5 %
Repetibilidad (0,1Qmax→Qmax)	≤ 0,025 %

Tabla 3. Características del Dispositivo de Transferencia [8]

Laboratorio	Tubería Aguas Arriba **A**	Acondicionador o rectificador **B**	Tubería Aguas Abajo **C**	Ubicación Termopozo **D**	Diámetro del Sensor RTD
TGS	1524 mm	Rectificador 19 Tubos 1200 mm	762 mm	152 mm	6,35 mm
IPT	1580 mm	Acondicionador Mitsubishi 830 mm	750 mm	300 mm	3,00 mm
CDT de GAS	1676 mm	Acondicionador Mitsubishi 899 mm	767 mm	301 mm	4,76 mm

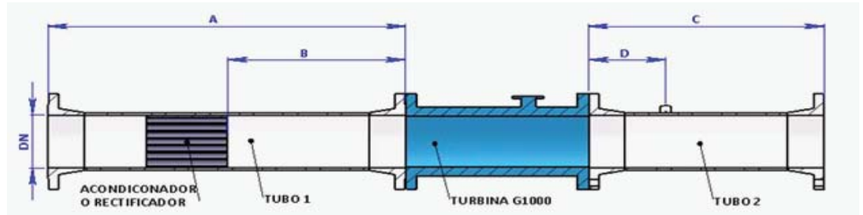


Tabla 4. Instalación del Dispositivo de Transferencia

4.3 Condiciones de Instalación

Para la calibración del DT los Laboratorios utilizaron la instalación descrita en la Tabla 5, la cual fue acordada previamente y sus características fueron descritas en el Protocolo Técnico del Programa de Comparación [9] con el objeto de generar perfiles de velocidad axisimétricos a la entrada del medidor.

5 CARACTERIZACIÓN DE DISPOSITIVO DE TRANSFERENCIA

La caracterización del DT reviste una de las fases más importantes de una comparación, por cuanto permite evaluar y confirmar el desempeño metrológico del medidor (%Error, repetibilidad, reproducibilidad, etc), así como definir las condiciones de operación y manipulación que permitirán reproducir el valor del mensurando.

Cabe anotar que aunque el DT seleccionado viene operando desde el año 2008 en el CDT de GAS, y su desempeño metrológico ha sido evaluado en el tiempo, confirmando la estabilización del Error de medida obtenido, se desarrollaron durante los 3 meses previos a la comparación, pruebas que permitieron obtener los resultados descritos en la Tabla 5, mediante las cuales se logró confirmar la aptitud del DT para ser utilizado en la comparación.

Criterio Evaluado	Pruebas realizadas	Resultado
Asentamiento Mecánico por Rodaje	Operación continœa durante 250 h entre 320 m^3/h y 800 m^3/h, con calibración previa, intermedia y final.	El DT indicó un error estable Reproducibilidad[4] ≤ 0,05%
Estabilidad del estado mecánico del DT	STT a 0,1Qmax (160 m^3/h) y 0,2 Qmax (320 m^3/h), bajo condiciones de repetibilidad y reproducibilidad.	El STT debe ser realizado a 320 m^3/h, obteniendo un tiempo promedio de 323 s y una desviación máxima (entre 3 mediciones) de 5 s bajo condiciones de repetibilidad y de 10 s bajo condiciones de reproducibilidad.
Efecto de la Lubricación	Lubricación recomendada por el fabricante con posterior operación a 320 m^3/h hasta obtener estabilización del STT[5] y la confirmación mediante calibración final. Operación posterior, durante 250 h, sin lubricación intermedia para emular un ciclo completo de comparación, calibración final de confirmación.	El DT requiere ser operado luego de su lubricación por 12 h para estabilizar la fricción fluida generada por el lubricante y reproducir el error dentro de 0,05%. Bajo condiciones normales, una lubricación es suficiente para mantener la reproducibilidad del error ≤ 0,05%, considerando un ciclo completo de comparación: CDT→TGS→CDT→IPT→CDT, razón por la cual no se hace necesario lubricar el medidor durante la comparación
Valor de referencia Inicial	Evaluación del Error para cada uno de los 10 caudales, como el promedio de 6 calibraciones realizadas en diferente día, utilizando 2 patrones del banco de alto caudal del CDT de GAS.	El DT indicó un excelente comportamiento metrológico con Repetibilidad ≤ 0,025% y Reproducibilidad ≤ 0,05%. Se obtuvo el valor de referencia inicial para cada caudal, respecto al cuál es posible evaluar la estabilidad del DT durante la comparación.
Nota: Las calibraciones fueron realizadas cada vez, utilizando 2 medidores patrón del Banco de alto caudal del CDT de GAS, que poseen similares características metrológicas al DT. Reproducibilidad evaluada como la desviación máxima entre mediciones bajo condiciones de reproducibilidad. Repetibilidad evaluada como la desviación estándar de tres mediciones,		

***Tabla 5**. Pruebas y Resultados de la caracterización del DT*

6. RETOS Y COMPLEJIDADES DE LA COMPARACIÓN

Al iniciar la gestión para la presente comparación, el CDT de GAS era consciente de los retos y responsabilidades que esta implicaba, por lo cual se estudiaron en detalle los programas de comparación similares, registrados en la KCDB [10], para identificar los retos técnicos y logísticos afrontados por los laboratorios participantes y generar lineamientos que permitieran minimizar los riesgos y ejecutar con éxito la comparación. La Tabla 2 resume los principales retos y complejidades identificados para el contexto de la comparación.

[4] Evaluada como la máxima desviación del error (sobre el intervalo de interés) entre calibraciones.
[5] Por sus Siglas en Ingles Spin Time Test

7. CRONOGRAMA DESARROLLADO

El cronograma previsto para la comparación de acuerdo a la convención dada por "EAL-P7" [6] fue de tipo estrella, según el orden:

CDT de GAS ⟶TGS ⟶CDT de GAS ⟶ IPT ⟶ CDT de GAS.

Sin embargo, a pesar de los procedimientos y cuidados implementados en el Protocolo Técnico del Programa de Comparación [9] y la detallada coordinación entre laboratorios participantes, se presentaron inconvenientes tales como el maltrato del embalaje del DT, excesivas demoras por tramitología aduanera, e incluso exigencia de desarmar el DT, por parte de la autoridad Antinarcóticos en Colombia, so pena de inmovilizar el dispositivo.

TECNICOS INTERNOS DE CADA LABORATORIO	TECNICOS DE INTEGRACION	LOGISTICOS Y TRANSPORTE
• Control de las condiciones ambientales • Aptitud para reproducir condiciones acorde con sus capacidades de medición • Adecuado aseguramiento de las mediciones de magnitudes asociadas[6] • Detalle del Modelo matemático para la estimación del mensurando • Mitigación de fenómenos de flujo, tales como asimetría, "swirl", resonancia, etc, durante la calibración"	• Infraestructura adquirida o desarrollada de forma independiente. • Diferente trazabilidad de la magnitud volumen y de las magnitudes asociadas • Exigencias específicas de los organismos de acreditación • Procedimientos técnicos y prácticas metrológicas particulares • Tecnologías de medición diferentes.	• Adecuado embalaje y transporte para un dispositivo de transferencia (DT[7]) con sensibilidad a las vibraciones y las temperaturas extremas • Dificultad para monitorear la condición de transporte del DT por largos periodos de tiempo • Desconocimiento en las autoridades de aduana acerca de los procesos de comparación • La necesidad de resguardar la integridad del DT, mediante su mínima intervención

***Tabla 6**. Retos y Complejidades identificadas para la Comparación*

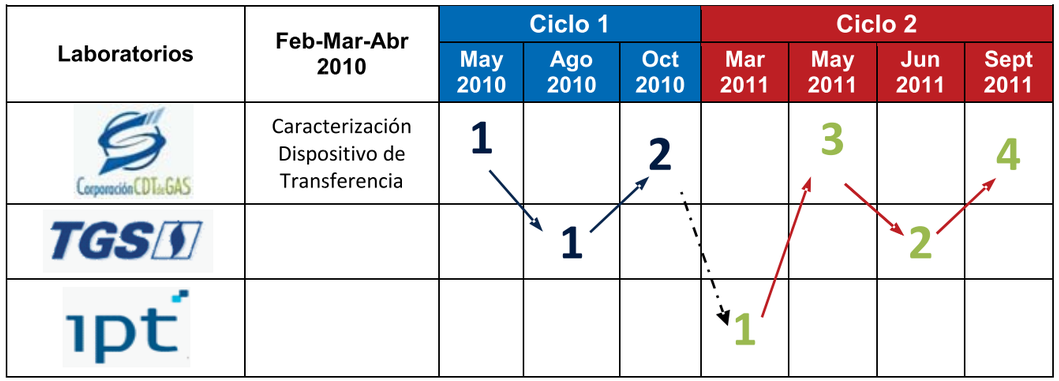


***Figura 2**. Cronograma de la comparación*

El programa discurrió normalmente hasta octubre de 2010 cuando el DT retornó al CDT de GAS luego de su viaje a Argentina, aun cuando se presentó avería del embalaje, el cual fue reemplazado por TGS. En este punto de la comparación el DT presentaba un desempeño metrológico estable y reproducible de acuerdo con la caracterización realizada entre Febrero y Abril de 2010 por parte del CDT de GAS. Luego de esto, el DT fue enviado a Brasil, en cuya aduana permaneció por más de 2 meses bajo condiciones de bodegaje desconocidas, y en cuyo trayecto debió sufrir alguna alteración en su estado de lubricación o ajuste mecánico, lo cual generó una desviación no prevista en su desempeño metrológico. Por esta razón el Comité Técnico de la Comparación decidió continuar con el proceso, pero analizando los resultados en dos ciclos independientes para aislar el efecto de la desviación en el DT

Ciclo 1:

CDT de GAS ⟶ TGS ⟶ CDT de GAS

Ciclo 2:

IPT ⟶ CDT de GAS ⟶ TGS ⟶ CDT de GAS

Para lo cual fue necesario el reenvío del DT a TGS en Argentina por segunda vez. El cronograma finalmente ejecutado se presenta en la Figura 1, en la cual se observa el Ciclo 1 en color azul y el Ciclo 2 en color rojo. Como puede apreciarse el tiempo finalmente invertido en la Comparación fue de 22 meses.

[6] Hacen referencia a todas aquellas magnitudes, diferentes a volumen o caudal, y que participan del modelo matemático que describe el mensurando acorde con la infraestructura de cada laboratorio. P. Ej: Presión, Temperatura, frecuencia o tiempo, etc.
[7] Dispositivo de Transferencia (Turbina Patrón)

8. VALORES DE REFERENCIA Y MODELOS DE EVALUACIÓN

Cada laboratorio estimó y declaró la incertidumbre de medición para los resultados de la calibración del dispositivo de transferencia, considerando los lineamientos dados por la guía GUM [11] y la norma ISO 5168 [12].

8.1 Valores de Referencia

El valor de referencia del error Y para cada caudal reportado por los laboratorios, se evaluó a partir de los Inversos de Aislamiento[8], como lo cita COX en "The evaluation of key comparison data" [13] y su validez fue confirmada mediante una prueba de significancia estadística.

$$Y = \frac{\sum \frac{Xi}{u^2(xi)}}{\sum \frac{1}{u^2(xi)}} \qquad \text{Ec. 3}$$

Donde:

Las incertidumbres utilizadas son todas con k = 1
X_i= Error reportado por el laboratorio independiente i, al mismo valor de caudal.
$u_{(x_i)}$ = Incertidumbre estándar de cada laboratorio respecto del error Xi, considerando la estabilidad del DT.

Para la incertidumbre de cada laboratorio se consideró la estabilidad (reproducibilidad) del dispositivo de transferencia durante el ciclo de comparación u_{est} con k =1.

$$u(xi) = \sqrt{(u(Ri))^2 + (u_{est})^2} \qquad \text{Ec. 4}$$

$u_{(Ri)}$= Es la incertidumbre reportada por cada laboratorio con k = 1

El valor de la incertidumbre del ciclo de comparación U(y) se estimó mediante:

$$\frac{1}{u^2(y)} = \sum \frac{1}{u^2(xi)} \rightarrow U(y) = 2 * u(y) \qquad \text{Ec. 5}$$

8.2 Error normalizado

Para evaluar el grado de equivalencia respecto al valor convencional se calculó el Error normalizado, el cual puede ser estimado entre parejas de laboratorios participantes para obtener el grado de equivalencia entre laboratorios (GoD).

$$Eni = \frac{di}{2 * u(di)} = \frac{Xi - Y}{2 * \sqrt{abs\left[u^2(Xi) - u^2(Y)\right]}} \qquad \text{Ec. 6}$$

Donde *di* corresponde a la desviación del Error reportado por el Laboratorio respecto del valor de referencia al caudal correspondiente.

8.3 Evaluación de resultados

Tanto el error normalizado (En) como los grados (GoD) de equivalencia entre parejas de Laboratorios son evaluados utilizando los siguientes criterios:

En < 1	La comparación es aprobada
1 < En < 1,2	La comparación es aprobada con reserva
En > 1,2	La comparación no es aprobada

9. RESULTADOS PRIMER CICLO DE COMPARACIÓN

Debido a la extensión de los datos generados durante los ciclos de comparación, solo se presentan en forma gráfica los principales resultados y se tabulan en el presente artículo los grados de equivalencia entre laboratorios (GoD).

Las curvas de calibración obtenidas para el DT, durante el Ciclo 1, se observan en la Figura 3. En la misma se pueden apreciar las curvas color rojo, que corresponden al valor de referencia (VRcox) obtenido para el Ciclo 1 de Comparación y sus bandas de incertidumbre (VR+ y VR-).

Debido a que en el Ciclo 1 solo participaron dos laboratorios (TGS y CDT de GAS), y que las incertidumbres reportadas son del mismo orden, el valor de referencia se ubicó en medio de los valores reportados por los laboratorios. Para visualizar con más claridad la desviación di de los dos laboratorios, se presenta en la Figura 4 un gráfico radial, cuyo centro corresponde al valor de referencia. En el grafico se aprecia el excelente

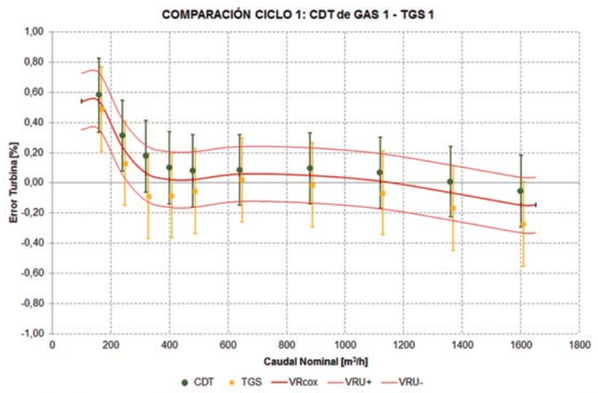


Figura 3. Resultados Comparación Ciclo 1

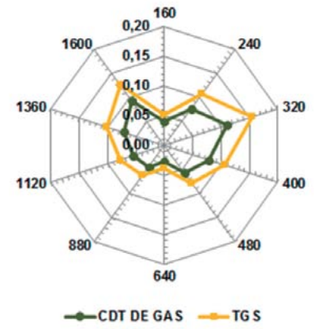


Figura 4. Desviación de los Laboratorios respecto al Valor de Referencia durante el Ciclo 1

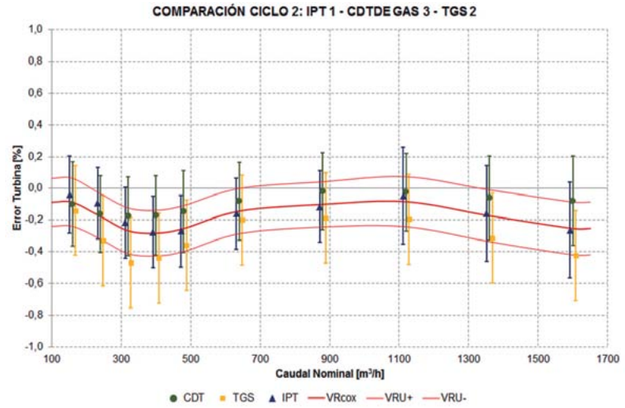


Figura 5. Resultados Comparación Ciclo 2

grado de concordancia entre los dos Laboratorios y el Valor de Referencia, presentando desviaciones inferiores a 0,15%, la cual es inferior a las incertidumbre promedio reportadas (0,24% k=2 del CDT de GAS) y 0,28% k=2 de TGS).

Finalmente para el ciclo 1, se presentan en la Tabla 7, los grados de Equivalencia entre los resultados emitidos por el CDT de GAS y los emitidos por TGS, siendo todos inferiores a uno (1), mediante lo cual se puede afirmar que los laboratorios aprobaron la comparación y que sus mediciones pueden considerarse equivalentes, según los criterios descritos en el numeral 8.3.

10. SEGUNDO CICLO DE COMPARACIÓN[9]

Para el segundo ciclo 2 de la comparación no se logró desarrollar un proceso bajo el esquema de estrella, puesto que se inició el ciclo con el IPT. Sin embargo, las incertidumbres de los laboratorios participantes fueron ajustadas, incorporando la estabilidad que presentó el DT entre las calibraciones CDT 3 y CDT 4 (Ver Figura 2). Los resultados de las curvas obtenidas por los tres Laboratorios se muestran en la Figura 5, en la cual se aprecia la misma tendencia en el error del DT respecto al caudal. En la misma figura se observan las curvas color rojo, que corresponden al valor de referencia (VRcox) obtenido para el Ciclo 2 de Comparación y sus bandas de incertidumbre (VR+ y VR-). Respecto a la Figura cabe recordar que la desviación evidenciada entre laboratorios, especialmente entre el CDT de GAS y TGS, es parcialmente atribuible a la estabilización del Error en el DT, luego del deterioro que presentó en su desempeño metrológico, durante el viaje hacia Brasil y posterior bodegaje en la Aduana Brasilera. No obstante, es evidente una pequeña tendencia de desviación entre los dos Laboratorios a caudales cercanos a 320 m^3/h y superiores a 1360 m^3/h, la cual se apreció también, pero en menor grado, durante el Ciclo 1 de Comparación (Ver Figura 3).

Ref.	Caudal Nominal	CDT DE GAS di,j %	CDT DE GAS U(di,j) %	CDT DE GAS GoD %
TGS	160	0,09	0,37	**0,24**
	240	0,18	0,37	**0,50**
	320	0,27	0,37	**0,73**
	400	0,18	0,37	**0,50**
	480	0,14	0,37	**0,37**
	640	0,07	0,36	**0,18**
	880	0,11	0,37	**0,29**
	1120	0,13	0,37	**0,37**
	1360	0,17	0,37	**0,48**
	1600	0,22	0,37	**0,59**

Tabla 7. Grados de Equivalencia entre laboratorios

Para guardar homogeneidad con la presentación de resultados utilizada en el Ciclo 1, se observa en la Figura 6, un gráfico radial mediante el cual se presenta el valor absoluto de la desviación de los Laboratorios participantes respecto del Valor de referencia. En el Grafico se evidencia el buen desempeño de los resultados del IPT, los cuales presentan desviaciones inferiores a 0,1% respecto del valor de referencia al caudal correspondiente. En términos generales todos los resultados emitidos por los Laboratorios participantes presentaron desviaciones di ≤ 0,2%, lo cual es ligeramente superior al 0,15% obtenido en el Ciclo 1 y cuya diferencia podría radicar en el desempeño del DT durante el Ciclo 2 como se enunció en el párrafo anterior.

Al evaluar los grados de Equivalencia entre los resultados emitidos por los Laboratorios partici-

[9] Los resultados correspondiente a este Ciclo de la Comparación fueron presentados en el II CIMMEC - International Congress on Mechanical Metrology, Natal, Brazil, 2011 [15].

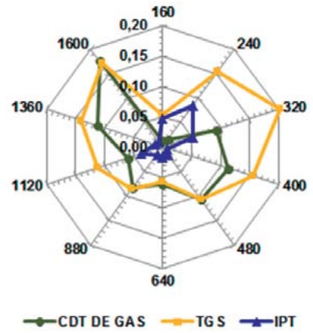


Figura 6. Desviación de los Laboratorios respecto al Valor de Referencia durante el Ciclo 2

Ref.	Caudal Nominal	CDT DE GAS di,j %	CDT DE GAS U(di,j) %	CDT DE GAS GoD %	IPT di,j %	IPT U(di,j) %	IPT GoD %
TGS	160	0,04	0,38	0,11	0,10	0,38	0,26
	240	0,17	0,37	0,46	0,24	0,37	0,64
	320	0,29	0,37	0,79	0,25	0,37	0,68
	400	0,27	0,37	0,72	0,16	0,37	0,44
	480	0,21	0,38	0,56	0,09	0,38	0,24
	640	0,12	0,37	0,32	0,04	0,37	0,11
	880	0,17	0,37	0,45	0,07	0,37	0,19
	1120	0,17	0,37	0,47	0,15	0,37	0,41
	1360	0,25	0,38	0,66	0,15	0,38	0,40
	1600	0,34	0,39	0,87	0,16	0,39	0,41
CDT DE GAS	160				0,06	0,35	0,17
	240				0,07	0,32	0,21
	320				-0,04	0,33	0,12
	400				-0,11	0,33	0,32
	480				-0,12	0,33	0,37
	640				-0,08	0,32	0,24
	880				-0,10	0,33	0,30
	1120				-0,02	0,38	0,06
	1360				-0,10	0,40	0,25
	1600				-0,18	0,41	0,45

Tabla 8. Grados de Equivalencia entre laboratorios

pantes se obtuvieron los Datos tabulados en la Tabla 8, siendo todos inferiores a uno (1), mediante lo cual se puede afirmar que los laboratorios aprobaron la comparación y que sus mediciones pueden considerarse equivalentes (CDT de GAS ↔TGS, CDT de GAS ↔IPT y TGS ↔IPT) según los criterios descritos en el numeral 8.3.

11. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Sin lugar a dudas los resultados y experiencias obtenidas con la ejecución del Programa de comparación, aquí descrito, son satisfactorios tanto a nivel técnico como a nivel institucional y profesional.

Los grados de equivalencia obtenidos entre los Laboratorios participantes son excelentes, considerando que en la reproducción de la magnitud Volumen o Caudal, los Laboratorios poseen marcadas diferencias, tales como Infraestructuras adquiridas o desarrolladas, medidores patrón con diferente principio de medición, trazabilidad de la magnitud principal y de las magnitudes de influencia a diferentes NMI, y procedimientos Acreditados por entes diferentes (Ver Tabla 1), entre otros.

Se cumplió cabalmente el objetivo de validar la trazabilidad al SI y asegurar que los resultados obtenidos en las calibraciones a alto Caudal de Gas por parte del CDT de GAS, TGS e IPT son incuestionablemente comparables entre sí. Los resultados permiten indirectamente dar validez a la estrategia de trazabilidad utilizada por cada uno de los Laboratorios participantes, la cual se basa en obtener trazabilidad de la magnitud principal "Volumen o Caudal" al SI, a través de un NMI reconocido que posea la reproducción primaria de la magnitud de interés, y obtener trazabilidad para las magnitudes de influencia, a través del propio NMI. De esta manera se confirma que este tipo de estrategia es adecuada para países como los Latinoamericanos, cuyo valor del mercado interno del energético (Gas Natural) no amerita la cuantiosa inversión en patrones primarios, y cuya implementación solo podría estar sustentada en una demostración de soberanía para el establecimiento, custodia y mejora del Patrón Primario para alto caudal de Gas.

[10] Las líneas punteadas indican que los NMI's son trazables al SI mediante la reproducción de la magnitud de interés o la calibración provista por otro NMI.

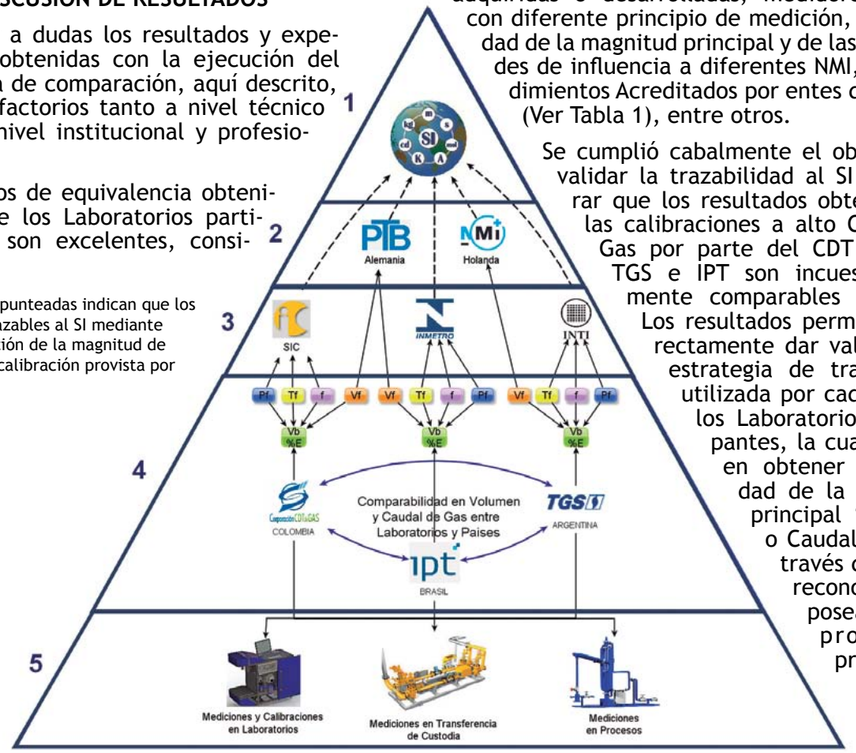


Figura 7. Cadena de Trazabilidad al SI y Comparabilidad de los Laboratorios participantes[10]

12 CONCLUSIONES

- Se confirmó la comparabilidad de las mediciones entre los Laboratorios participantes, entre los cuales se alcanzaron Grados de Equivalencia inferiores a uno (1), mediante lo cual se puede brindar un parte de tranquilidad a los usuarios de los servicios de metrología, a los cuales se provee trazabilidad en los respectivos países.
- El transporte y la logística juegan un papel clave y crítico para el desarrollo de los procesos de comparación. Particularmente la carencia de un "estatus especial" que permita minimizar los trámites aduanales y reducir el riesgo de los dispositivos de transferencia ante una inadecuada manipulación, hace necesario escoltar y resguardar los DT, el mayor tiempo posible.
- En lo sucesivo, es necesario ejecutar los procesos de comparación, con dos (2) dispositivos de transferencia que permitan continuar la ejecución del proceso, en caso de que uno de ellos presente un deterioro apreciable en su desempeño metrológico.
- Se confirmó la alta reproducibilidad que poseen los medidores tipo turbina y su aplicabilidad como patrones de referencia o transferencia en laboratorios secundarios de volumen o caudal de gas.

13 BIBLIOGRAFIA

[1] *BIPM/ILAC working group, «Calibration and Measurement Capability». BIPM, Oct-2007.*

[2] *ISO/IEC, «ISO/IEC 17025 Requisitos generales para la competencia de los laboratorios de ensayo y de calibración». ISO, 2005.*

[3] *Michael Kuhne, Stephen Patoray, Peter Unger, y Peter Steele, «JOINT BIPM, OIML, ILAC and ISO DECLARATION ON METROLOGICAL TRACEABILITY». BIPM - OIML - ILAC - ISO, 09-Nov-2011.*

[4] *Jackson E. Ruiz S., Luis E. García S., y Henry Abril B., «Comparaciones Interlaboratorios en Medición De Alto Volumen y Flujo de Gas», MET&FLU CIENCIA - TECNOLOGÍA - INNOVACIÓN, vol. 4, págs. 60-69, Jun-2011.*

[5] *International Committee For Weights and Measures - CIPM, «Guidelines for CIPM key comparisons». BIPM, 01-Mar-1999.*

[6] *EAL Committee 2, «EAL-P7 Interlaboratory Comparisons». EAL, 01-Mar-1996.*

[7] *B. Mickan et al., «Final report on the bilateral CIPM Key Comparison CCM.FF-K5.a.1 for natural gas at high pressure», Metrologia, vol. 44, no. 1, págs. 07006-07006, Ene. 2007.*

[8] *RMG Messtechnik GmbH, «Turbine Meters TRZ 03 - TRZ 03-L - TRZ 03-K Operating Instructions». RMG, 2004.*

[9] *CDT de GAS, «PROTOCOLO PRIMERA COMPARACION INTERNACIONAL - METROLOGIA DE VOLUMEN Y FLUJO DE GAS». CDT de GAS, Mar-2010.*

[10] *«The BIPM key comparison database». [Online]. Available: http://kcdb.bipm.org/kcdb_statistics.asp. [Accessed: 10-Jun-2011].*

[11] *JCGM/WG 1, «Evaluation of measurement data - Guide to the expression of uncertainty in measurement». BIPM, 2008.*

[12] *ISO/TC 30, «ISO 5168 Measurement of fluid flow - Procedures for the evaluation of uncertainties». ISO, 2005.*

[13] *M. Cox, «The evaluation of key comparison data», Metrologia, vol. 39, pág. 589, 2002.*

[14] *M. G. Cox, «The evaluation of key comparison data: determining the largest consistent subset», Metrologia, vol. 44, pág. 187, 2007.*

[15] *Helena C. Manosso, Rui G. T. de Almeida, Henry Abril B., Kazuto Kawakita, Luis E. García S., y Adrián Trujillo, «South American Program for Gas Flow Laboratory Comparison», presented at the II CIMMEC - International Congress on Mechanical Metrology, Natal, Brazil, 2011.*

[16] *Collège français de métrologie., Metrology in industry: the key for quality, 1o ed. London, Newport Beach CA: ISTE, 2006.*

Metrología a su Alcance

Recertificación de materiales de referencia gaseosos

Diana Marcela Castillo Blanco (dcastillo@cdtdegas.com
Jose Augusto Fuentes Osorio (jfuentes@cdtdegas.com

Corporacion CDT de GAS

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

ABSTRACT:

The importance of the measurement of physicochemical properties of the natural gas has grown considerably, due to the relevance that they have taken in commercial transactions of natural gas in the global economy and therefore in the national economy. In Colombia several inconvenient have arisen related to the reliability of the measurements given by the measurement equipment of these properties and are related mainly by the selection of the appropriated "Standard Reference Materials - SRMs" (Materiales de Referencia Gaseosos - MRGs in Spanish) and the cost of the metrological assurance process, understood primarily as the acquisition and importation costs. Adding that, in Colombia actually the SRMs do not have a monitoring and reliability control in the certification reports of the SRMs imported.

1. INTRODUCCIÓN

Para garantizar la integridad y operación de los sistemas de transporte y distribución del gas natural, el uso seguro del energético por parte de los consumidores finales, el uso eficiente y racional en los equipos de combustión y la mitigación de otros efectos que se puedan generar como errores de medición, daños a equipos, entre otros, es necesario cumplir con distintas especificaciones establecidas en ciertos estándares y reglamentaciones tanto nacionales como internacionales. Este conjunto de especificaciones es conocido como Calidad de Gas y están basadas en límites permisibles para la composición y propiedades del gas. Dichas mediciones requieren de la utilización de materiales de referencia gaseosos, que son comúnmente denominados en la industria como: "gases de referencia", "mezcla de gases de referencia", "gases patrón", "gases de calibración", entre otros.

Algunas normativas -como el API 14.1 (referencia válida en Colombia)- indican que su composición debe ser verificada de forma anual, obligando a cambiarlos cada año, dado que en Colombia actualmente no se recertifican gases de referencia, ni se preparan, por lo que es necesario realizar la importación de los mismos desde otros países. Frente a esta problemática, la Corporación CDT de GAS realizó un estudio, basándose en las soluciones que se han desarrollado a nivel internacional, lo que le permitió desarrollar una metodología para la **Recertificar Gases de Referencia en Colombia.**

Con el fin de unificar términos, para efectos de este documento se utilizará la abreviatura MRGC para los materiales de referencia gaseosos certificados y MRG para referirse a los materiales de referencia gaseosos.

2. MATERIALES DE REFERENCIA GASEOSOS CERTIFICADOS -MRGC

El gas natural transportado y posteriormente entregado a las empresas distribuidoras para su entrega al consumidor final, debe cumplir con un conjunto de especificaciones y parámetros. (Límites permisibles de composición y propiedades del gas natural) conocidos como **calidad del gas natural**. En Colombia está reglamentado en la Resolución CREG 071 de 1999—Reglamento Único de Transporte RUT[1] y sus modificaciones aplicables.

Según la Resolución CREG 041 de 2008[2], es necesario que el productor-comercializador cuente con todos los equipos en línea requeridos para medir el volumen y la calidad del gas natural, y será responsable de la medición y mantenimiento de los mismos, mientras que el transportador, por su parte, debe encargarse de verificar la calidad del gas en las estaciones de transferencia de custodia de entrada.

En este sentido, la industria del gas natural en Colombia utiliza diversos tipos de analizadores en línea (cromatógrafos, analizadores de CO2, H2S, DPHC, DPH2O, entre otros) que permiten realizar la medición de los parámetros de composición y calidad de gas. Sin embargo, para la correcta operación de estos analizadores generalmente se requiere del uso de MRG y de MRGC que permiten realizar la calibración de los equipos y garantizar que estos reporten resultados confiables.

Según [3] **Un Material de Referencia** se define como un material o sustancia que tiene una o varias propiedades suficientemente bien establecidas para que puedan utilizarse para la calibración de instrumentos de laboratorio, comprobación de métodos de medida o para la asignación de valores a los materiales. Por su parte, **los Materiales de Referencia certificados** son aquellos cuyas propiedades están garantizadas mediante un procedimiento técnicamente válido, acompañadas por un **Certificado de Trazabilidad** u otra documentación emitida por un organismo acreditado para dicho fin.

Con respecto a la Trazabilidad, en el numeral 7.2.4 de [13] se dice que la composición de un gas de calibración -usualmente una mezcla de gases de referencia- se certifica mediante comparación de su respuesta analítica, con una o varias mezclas de gas de referencia. Menciona así mismo, que la comparación se realiza sobre calibraciones con composiciones de rangos suficientemente pequeños como para permitir una interpolación/regresión lineal. Finalmente se refiere a que la implementación generalmente se encuentra cubierta por la Norma ISO 6143.

3. PROBLEMÁTICA COLOMBIANA CON RESPECTO A MATERIALES DE REFERENCIA GASEOSOS CERTIFICADOS –MRGC.

Como se mencionó, en Colombia aún no existe una entidad que cuente con la capacidad de producir MRG, menos de Certificarlos, por lo que las empresas del sector gas deben importarlos representando varios problemas, los cuales se enumeran a continuación:

1. **Altos costos de adquisición e importación de los materiales de referencia:** La adquisición de materiales de referencia implica transacciones de dinero por su importación, la cual incluye el transporte de los mismos, el pago de impuestos de aduanas, comisiones bancarias, entre otros, elevando considerablemente el valor del material de referencia que se adquiere.

2. **La vida útil de los gases de referencia:** La norma API 14.1[4] (referida por el RUT) menciona que los estándares de calibración deben ser reemplazados o recertificados anualmente, sin importar la fecha de validez emitida por el fabricante en el certificado del MRG (que por lo general varía entre 2 y 5 años), con el objeto de asegurar que la composición establecida aún sea válida y por lo tanto confiable. Este lineamiento obliga a los usuarios de MRG a realizar compras anuales, dado que en Colombia no existe una entidad acreditada que pueda realizar recertificaciones de gas. Esta condición se convierte en factor crítico, ya que en un año, típicamente el consumo de gas de referencia contenido en un cilindro es cercano al 20%. El gas restante deja de ser utilizable a la luz de la norma API 14.1. Adicional a esta condición, es importante tener en cuenta que el material de referencia importado demora aproximadamente dos (2) meses en llegar a su destino final, por lo tanto el período de un año se ve reducido a sólo diez (10) meses efectivos.

3. **La duda con respecto a la calidad con que se producen y certifican estos gases:** Debido a que los materiales son adquiridos de fabricantes ubicados en otros países, y a que no existe en Colombia un control eficaz que soporte la vigilancia y el control sobre los MRG importados -tal y como se describe en [5]- se tiene poca confiabilidad sobre los datos reportados en los certificados expedidos por el fabricante.

4. **La disposición final de los gases de referencia vencidos:** Como ya se mencionó, los materiales de referencia, de acuerdo con la API 14.1, tienen una vida útil de un año (siempre y cuando no haya recertificación), generando una cantidad considerable de gas de referencia residual que no puede ser utilizado y que de alguna manera debe "desecharse", ocasionando de manera negativa un impacto en el medio ambiente.

En la tabla 1 se resumen los diferentes impactos generados por la importación de materiales de referencias (Los signos (-) y (+), significan el tipo de impacto: negativo y positivo respectivamente y la cantidad de signos indica el grado de impacto que se genera).

Este análisis general, permite evidenciar la problemática asociada a la importación de MRGs y en especial, a no poseer infraestructura suficiente que permita brindar apoyo a la industria en estos procesos. Por lo anterior, a continuación se hace un análisis de alternativas que podrían ser implementadas para dar solución a la situación planteada.

4. ANÁLISIS DE POSIBLES SOLUCIONES

Analizando la situación planteada, la Corporación CDT de GAS viene realizando un proceso de vigilancia tecnológica para identificar las diferentes soluciones que se han implementado en otros países. Este análisis permitió determinar que a nivel internacional se han aplicado principalmente dos medidas para enfrentar esta situación, las cuales se describen a continuación:

IMPACTO ECONÓMICO (Nivel País)		IMPACTO AMBIENTAL (Nivel País)		IMPACTO FINANCIERO (Nivel Empresa)		IMPACTO LEGAL (Nivel Empresa)	
(-)(-)	Fuga de divisas del país por cantidad de materiales referenciaimportados.	(-)(-)	Gas de referencia no reutilizables y que debe ser "desechado" al ambiente.	(-)(-)	Altos costos de calibración por compra anual de materiales de referencia	(-)	Incumplimiento de certificado de trazabilidad de algunos gases frente a la normativa aplicable - RUT

Tabla 1. *Impactos asociados a la importación de MRGs*

4.1 Desarrollar la capacidad para producir materiales de referencia

Esta alternativa consiste en el desarrollo de la infraestructura, formación de personal e implementación de una cantidad considerable de procedimientos asociados a la producción de MRGs necesarios para suplir las necesidades nacionales.

Para producir MRGs para la industria del gas natural, existen dos métodos comúnmente aplicables: el método gravimétrico – ISO 6142 [6] y el método volumétrico- ISO 6145 [7]. Sin embargo el método gravimétrico es el más utilizado dado que brinda los niveles de exactitud (u ≈ 0,2%) acordes para los procesos de transacción comercial.

Ventaja. La producción de materiales de referencia dentro del país generaría disminución de los costos que están asociados a la importación, disminución de los tiempos de transporte, disminución de fuga de divisas del país, y generación de conocimiento aplicable a procesos productivos.

Desventaja. Se requiere de una inversión alta en cuanto a infraestructura, la cual teniendo en cuenta la demanda de materiales de referencia que se tiene en Colombia para los MRGs, no sería factible desde punto de vista financiero. Comúnmente estos procesos son desarrollados por los gobiernos nacionales o por un sector interesado.

Se visualizan mejoras en impactos económicos, ambientales, sociales, o desde punto de vista de reglamentación y seguridad.

4.2 Implementar un laboratorio de certificación y recertificación de MRGs:

Esta opción, se basa en el desarrollo de un procedimiento de acuerdo con los lineamientos del estándar ISO 6143; dicho procedimiento consiste en la comparación de los resultados obtenidos por medio del método analítico seleccionado (en este caso cromatografía de gases) para la composición del materiales de referencia considerados como patrones, versus la composición reportada en el certificado de dicho gas. Esta comparación permitirá obtener una conclusión con respecto a la composición que se desea recertificar.

Este procedimiento, comparado con la producción de MRGCs, genera incertidumbres un poco más altas (u ≈ 0,4%), sin embargo es un proceso completamente validado y que, como se menciona más adelante, ha sido implementado en varios países obteniéndose resultados confiables.

Ventaja: Se contaría con la capacidad de realizar la re-verificación estadística de los gases de referencia, tal como se especifica en la Norma API 14.1, lo que permitiría garantizar la composición del gas anualmente, y en un tiempo más corto que si se importara el gas, disminuyendo por tanto la fuga de divisas y los tiempos de transporte de los materiales.

Desventaja: La compra de los MRG se debe seguir realizando a entidades internacionales, ya que el proceso de recertificación solo podrá aplicarse por un año más, una vez se cumpla la fecha de validez del gas de acuerdo con lo especificado por el fabricante. En este sentido, aunque los

A continuación en la tabla 2 se muestran los impactos generados por la aplicación de la solución planteada anteriormente.

IMPACTO ECONÓMICO (Nivel País)		IMPACTO AMBIENTAL (Nivel País)		IMPACTO FINANCIERO (Nivel Empresa)		IMPACTO LEGAL (Nivel Empresa)	
(+)(+)	Disminución de la importación de los materiales de referencia (se reduciría la fuga de divisas por este concepto).	(-)(-)	El "desecho" de MRG anual, por vencimiento según API 14.1.	(+) (-)	Disminución del costo del MRG debido a que se evitan los factores de importación. Se requiere una inversión inicial alta para adquirir infraestructura	(+)(+)	Al desarrollar los propios MRG, se puede garantizar la trazabilidad y por tanto cumplir la normativa aplicable - RUT

Tabla 2. *Impactos asociados a la producción de MRGs*

costos asociados a la importación se disminuyen, no se eliminan por completo.

La tabla 3 que se muestra a continuación, contiene los impactos que se presentarían al implementar esta solución.

A partir de este análisis, se llegó a la conclusión que de las dos soluciones planteadas, la Re-certificación de los Gases de Referencia, es la más factible, en este momento para Colombia. El CDT de GAS, basado en la experiencia que posee con su laboratorio de cromatografía de gases acreditado desde el año 2010 por el ONAC y con el análisis de las herramientas estadísticas establecidas en la ISO 6143, desarrolló un proceso para la certificación y recertificación de los gases de referencia. Dicho desarrollo se explica a continuación.

A partir de este análisis, se llegó a la conclusión que de las dos soluciones planteadas, la Re-certificación de los Gases de Referencia, es la más factible, en este momento para Colombia. El CDT de GAS, basado en la experiencia que posee con su laboratorio de cromatografía de gases acreditado desde el año 2010 por el ONAC y con el análisis de las herramientas estadísticas establecidas en la ISO 6143, desarrolló un proceso para la certificación y recertificación de los gases de referencia. Dicho desarrollo se explica a continuación.

5. DESARROLLO DE UN LABORATORIO DE CERTIFICACIÓN Y RECERTIFICACIÓN DE MATERIALES DE REFERENCIA GASEOSOS

5.1 Herramientas desarrolladas en otros países

En Argentina, la División Materiales de Referencia del Departamento de Patrones Nacionales de Medida del INTI, planteó una metodología de trabajo que permite realizar la certificación de los materiales de referencia [8]. Este trabajo fue realizado tomando como base la Norma ISO 6143 [9], la cual permite comparar los resultados de la composición del gas que se quiere validar contra los de un patrón certificado con trazabilidad reconocida. Para el desarrollo de esta metodología de certificación, fue diseñado un procedimiento de calibración para el cromatógrafo de gases que fue utilizado en el experimento, y mediante materiales de referencia certificados por el NMi de Holanda (Laboratorio Nacional), certifican patrones de referencia de trabajo importados, desarrollados en otros países por el método gravimétrico.

Por su parte, en Alemania el BAM (Bundesanstalt für Materialforschung und –prüfung) publicó un estudio realizado [10], por medio del cual desarrollaron una metodología, basada en la Norma ISO 6143, para la certificación de mezclas de gases de referencia secundarios, usando estándares primarios (preparados por medio del método gravimétrico) y utilizando igualmente cromatografía de gases. En dicho estudio se plantea la posibilidad de realizar el análisis de certificación por dos métodos distintos. El primero consiste en la utilización de dos estándares primarios que tengan composiciones cercanas a la de la mezcla que se desea certificar y con estos dos límites conocidos se obtiene una función casi lineal de alta precisión, que se puede utilizar para determinar la composición de la mezcla a certificar. El segundo método planteado es realizar la certificación siguiendo los lineamientos descritos en la Norma ISO 6143. En este caso el BAM realizó el experimento de certificación por las dos metodologías mencionadas anteriormente.

Los anteriores, son solo dos ejemplos de países que han implementado la recertificación de gases basándose en los lineamientos de la Norma ISO 6143. En este sentido, el CDT de GAS, como primer paso, optó por desarrollar el procedimiento de recertificación basados en el análisis exhaustivo de dicha norma. Posteriormente se realizaron las validaciones respectivas.

IMPACTO ECONÓMICO (Nivel País)		IMPACTO AMBIENTAL (Nivel País)		IMPACTO FINANCIERO (Nivel Empresa)		IMPACTO LEGAL (Nivel Empresa)	
(-)	Las importaciones no se harían cada año, lo que permitiría una disminución en menor proporción en la fuga de divisas.	(+)	Al aumentar la vida útil de los MRGs se disminuye la generación de residuos.	(+)	La recertificación permitirá aumentar la vida útil de los MRG. Y por tanto disminución de compras.	(+)(+)	Se puede garantizar la trazabilidad y por tanto cumplir la normativa aplicable – RUT.

Tabla 3. *Impactos asociados a la aplicación del proceso de recertificación*

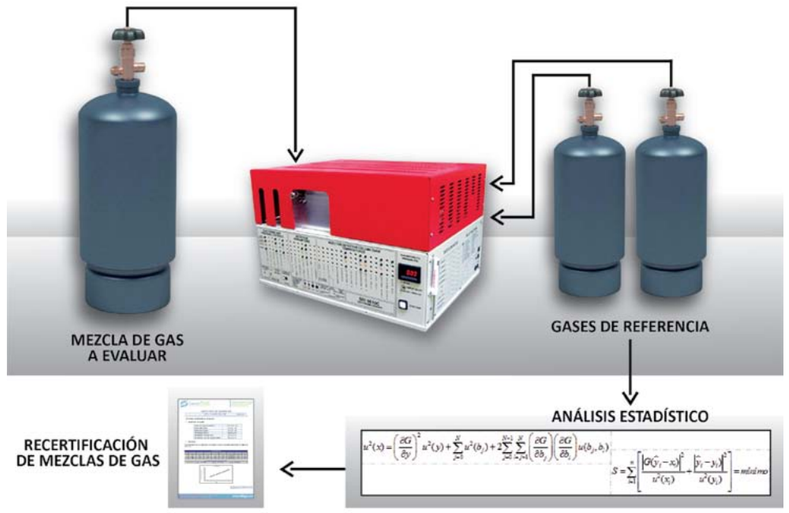


Figura 1. *Esquema de metodología descrita en la ISO 6143*

5.2 PROCEDIMIENTO PLANTEADO EN LA NORMA ISO 6143

La Norma ISO 6143:2001, es un estándar internacional que permite determinar o verificar la composición de una mezcla de gas por medio de gases de referencia apropiados, calculando su respectiva incertidumbre (a partir de la incertidumbre de los gases de referencia).
El procedimiento planteado en esta norma -para la determinación de la composición molar de una muestra de un gas de calibración- se muestra de forma resumida en la tabla 4:

5.3 PROCEDIMIENTO ESTABLECIDO POR EL CDT de GAS

Una vez analizados los pasos indicados por la Norma ISO 6143, resumidos en la tabla anterior, la Corporación CDT de GAS planteó un procedimiento para realizar la recertificación de materiales de referencia, el cual se esquematiza en la figura 1:

La determinación de las respuestas de los gases analizados se hará por medio de cromatografía de gases (PASO B), por lo que la función matemática a ser determinada será una función lineal para la

Paso	Procedimiento a realizar
A	Especificar el intervalo analítico de interés, es decir el intervalo de las fracciones mol a ser determinadas y el nivel de incertidumbre aceptable.
B	Especificar el método analítico y el sistema de medición a ser usado
C	Especificar el tipo de función matemática a ser utilizada (lineal, polinomial, potencial, exponencial), dependiendo de las características de respuesta del sistema de medición.
D	Especificar el número de puntos de calibración requeridos dependiendo del tipo de función matemática escogida.
E	Seleccionar las mezclas de gas de referencia de tal forma que su composición (x_1, x_2,..., x_n) abarque el intervalo de composición esperado para la mezcla de gas de calibración.
F	Establecer las incertidumbres estándar ($u(x_1)$, $u(x_2)$,..., $u(x_n)$) de las fracciones molares del compuesto a analizar.
G	Determinar las respuestas (y_1, y_2,..., y_n) para las fracciones molares (x_1, x_2,..., x_n) y las respectivas incertidumbres estándar ($u(y_1)$, $u(y_2)$,..., $u(y_n)$).
H	Calcular los parámetros b_j de la función matemática, utilizando los datos determinados en los numerales anteriores.

Tabla 4. Secuencia de pasos para la recertificación de MRGs según la Norma ISO 6143

cual se requiere como mínimo tres (3) puntos de calibración; es decir, se requieren tres (3) gases de referencia. Teniendo en cuenta la composición típica de los gases naturales en Colombia, los MRGCs a utilizar, tienen las siguientes composiciones molares de metano: 83,3%, 91,8% y 98,0%, con unas incertidumbres de 0,17%, 0,12% y 0,12% respectivamente.

Estas mezclas de gas de referencia, son analizadas por cromatografía con el fin de obtener las áreas de respuesta (y1, y2,…, y_n), a partir de la media de cinco (5) mediciones individuales, y de las incertidumbres de las respuestas calculadas como la desviación estándar de las mediciones para cada uno de los componentes que conforman la muestra.

Teniendo los datos anteriormente mencionados, es posible determinar los parámetros de la función matemática de análisis calculados de acuerdo al método de mínimos cuadrados generalizados de Deming [11]. Posteriormente, la mezcla de gas de calibración que se desea certificar o recertificar es también analizado por cromatografía, obteniéndose las respectivas áreas de respuesta, que al ser introducidas en la función de análisis hallada anteriormente, permiten encontrar la composición del gas de calibración con su respectiva incertidumbre.

Ahora bien, con el fin de evaluar si el contenido determinado y el contenido pre asignado (composición reportada en el certificado del MRG a evaluar) están acordes, se aplica el siguiente criterio de compatibilidad:

$$|x_{det} - x_{pas}| \leq 2\sqrt{u^2(x_{det}) + u^2(x_{pas})}$$

Donde:

x_{det}	Composición determinada por medio del análisis realizado
x_{pas}	Composición preasignada, es decir la composición reportada en el certificado
$u^2(x_{det})$	Incertidumbre estándar de la composición determinada
$u^2(x_{pas})$	Incertidumbre estándar de la composición preasignada

Este criterio permite obtener una conclusión con respecto a la recertificación del gas. Las posibles conclusiones se muestran en la tabla 5:

Sin embargo para los dos últimos casos (algunos o todos los componentes no cumplen con el criterio de compatibilidad) debe tenerse en cuenta un segundo criterio para recertificar el gas en evaluación. Este requerimiento indica que la máxima diferencia permitida para el poder calorífico es del 0.5%, (entre el poder calorífico calculado con la composición obtenida por el procedimiento de la ISO 6143 y el poder calorífico reportado en el certificado original del gas). En caso contrario el gas no podrá ser recertificado.
Es importante destacar que la recertificación se debe realizar de forma anual (como se plantea en la Norma API 14.1 – Numeral 16.1), para de esta forma garantizar que se mantiene la composición del gas, sin embargo solo se podrá aplicar el procedimiento descrito, hasta por un año más después de cumplirse la fecha de validez reportada en el certificado del gas a evaluar por el fabricante del MRG. Una vez se cumpla este período de tiempo, el gas no podrá ser recertificado y por tanto debe ser desechado.

Finalmente, luego de desarrollar este procedimiento, la Corporación CDT de GAS emitirá un informe de composición (basado en los requerimientos planteados en la Norma ISO 6141[12]), en donde se indicará el resultado del proceso de recertificación que se aplique al gas en evaluación, y se reportará la composición del MRG con su incertidumbre asociada.

Criterio de compatibilidad	Conclusión
Se cumple para todos los componentes de la mezcla de gas	El gas se recertifica con la composición inicial reportada para el mismo.
Se cumple para algunos componentes de la mezcla de gas y para otros no.	El gas puede ser recertificado con la composición calculada por medio de este procedimiento.
No se cumple para ninguno de los componentes	El gas se puede recertificar con la composición calculada por medio de este procedimiento.

***Tabla 5**. Conclusiones que se obtienen del procedimiento de recertificación a partir del criterio de compatibilidad obtenido.*

6. CONCLUSIONES

• A partir del estudio realizado, la Corporación CDT de GAS considera que el proceso de certificación y recertificación es un proceso clave para Colombia ya que permite brindar, monitorear y controlar la trazabilidad asociada a las mediciones de composición del gas, en especial del gas natural y sus propiedades claves para garantizar la confiabilidad de las transacciones comerciales, tales como por ejemplo la del poder calorífico.

• La implementación del proceso de recertificación de materiales de referencia en Colombia, representa un impacto positivo a nivel financiero, ya que disminuirá en gran medida los costos asociados a la compra de gases de referencia desde otros países. Igualmente, este proceso genera un impacto positivo a nivel ambiental, puesto que al aumentar la vida útil de los gases se reduce la generación de residuos y un impacto positivo dentro del marco legal ya que se garantizaría la trazabilidad de las mediciones cumpliendo por tanto con las normativas aplicables

• La Norma ISO 6143, brinda los lineamientos necesarios para realizar la certificación y recertificación de mezclas de gas de calibración, y se tienen evidencias favorables a nivel internacional.

• Basados en dichas experiencias el CDT de GAS desarrolló un procedimiento que permite realizar la verificación de la composición de los gases de referencia en Colombia, cumpliendo con las Normas Internacionales.

• El Plan de Trabajo incluye, para el primer semestre de 2012, que con recursos provistos por Colciencias y por la industria nacional, se realicen estancias y pasantías de profesionales del CDT de GAS en Instituciones Internacionales que tienen experiencia demostrada en este importante proceso.

• Previa validación del procedimiento establecido para Colombia y de las experiencias obtenidas, se presentará a consideración del Organismo Nacional de Acreditación de Colombia –ONAC para optar al reconocimiento.

7. REFERENCIAS

[1] RESOLUCIÓN CREG 071 de 1999 – Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT)

[2] RESOLUCIÓN CREG 041 de 2008 – Modificación del Reglamento Único de Transporte de Gas Natural.

[3] ISO GUIDE 30:1992 "Terms and definitions used in connection with reference materials".

[4] API 14.1 "Manual of Petroleum Measurement Standards — Natural Gas Fluids Measurement - Collecting and Handling of Natural Gas Samples for Custody Transfer".

[5] DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACIÓN DNP – Estudio de Necesidad y Red Institucional.

[6] ISO 6142 Gas Analysis - Preparation of calibration gas mixtures - Gravimetric method.

[7] ISO 6145 Gas Analysis - Preparation of calibration gas mixtures using dynamic volumetric methods

[8] Puglisi, C; Castro, L. Certificación de materiales de referencia gaseosos. Departamento de Patrones Nacionales de Medida (DPNM).

[9] ISO 6143 Gas Analysis — Determination of Composition of Calibration Gas Mixtures - Comparison Method".

[10] Analytical Measuring System using Primary Standards for the Certification of Secondary Reference Gas Mixtures.

[11] Deming W. Statistical Adjustment of Data. Wiley, New York, 1943.

[12] ISO 6141 – Requirements for certificates for calibration gases and gas mixtures

[13] ISO 14111- Natural gas - Guidelines to traceability in analysis.

Conocimientos Fluidos

¿Que Son y Como se Estima La Mejor Capacidad de Medida y la Capacidad de Medida y Calibración?

Jorge Reyes (jreyes@cdtdegas.com)
David Antolínez (fantolinez@cdtdegas.com)

Corporación CDT de GAS

Abstract:

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

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

1. INTRODUCCIÓN

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

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

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

2. DEFINICIONES

Como primer paso dentro del desarrollo del contenido del presente documento se presentan las definiciones de los términos a tratar. Se inicia presentado la definición del término "Mejor Capacidad de Medición" y posteriormente la definición del término "Capacidad de Medición y Calibración"

2.1. Mejor Capacidad de Medición

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

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

En este orden de ideas la determinación de la MCM es la estimación de incertidumbre del proceso de calibración de un instrumento prácticamente ideal. Es claro que dicha estimación no puede llevarse a cabo si no posee un pleno conocimiento de la confiabilidad, complejidad, cálculos y robustez del proceso de calibración. Para obtener la MCM se considera la incertidumbre que aporta, al menos, cada uno de los siguientes aspectos [4]:

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

Como se puede observar, la determinación de la MCM incluye la incertidumbre de los diversos aspectos asociados al proceso de calibración. Por lo tanto, es claro que no es suficiente considerar solo la incertidumbre asociada a la trazabilidad del patrón o la clase de exactitud de los instru-

mentos utilizados en el proceso de calibración. Incluso es insuficiente solo considerar las fuentes asociadas a las características técnicas de los elementos utilizados dentro de calibración, estimadas como fuentes de incertidumbre tipo B, ya que se subestima el valor de la MCM. Esta subestimación se debe, a que se omiten incertidumbres que pueden tener aportes considerables como las asociadas a la repetibilidad y reproducibilidad del método y/o banco de calibración, las condiciones ambientales y la competencia del personal.

2.2. Capacidad de Medición y Calibración

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

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

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

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

3. ANÁLISIS COMPARATIVO

Una vez aclarados los términos y el campo de aplicación dentro del cual surgieron, a continuación se tratan las diferencias asociadas a los mismos.

La principal diferencia radica en que la determinación de la capacidad de medida se realiza asumiendo un instrumento bajo prueba ideal o casi ideal. Hablando cuantitativamente, esto implica que la incertidumbre que aporta el instrumento bajo prueba es igual a cero (aclarando que tal dispositivo no existe) [8].

De otro lado la estimación de la CMC incluye el desempeño metrológico del dispositivo bajo prueba (resolución, repetibilidad, etc.). En ese orden de ideas el laboratorio no puede pasar por alto las fuentes de incertidumbres asociadas con el comportamiento del instrumento en calibración. De lo anterior se deriva que lo más adecuado es identificar el mejor instrumento (más alto nivel en las características de desempeño metrológico como la clase de exactitud, resolución, etc.) que puede ser calibrado por el laboratorio de acuerdo con sus patrones y procedimientos[6]-[8]. Una determinación objetiva de la influencia del instrumento en la CMC se puede obtener con una comparación con otros laboratorios, circulando un patrón similar al mejor instrumento que se desea calibrar[8]. Otra es que el laboratorio realice calibraciones sucesivas con instrumentos de buenas características metrológicas, similares a los mejores que se podrían calibrar. No es necesario incluir en la CMC los efectos que tenga el transporte del instrumento bajo prueba antes y/o después de su calibración, ni su estabilidad a largo plazo (deriva)[6],[7].

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

Es claro de lo anterior, que la MCM siempre es menor que la CMC (por considerar los aportes de medidor bajo prueba a la incertidumbre de medida). La otra diferencia a considerar como ya se mencionó, es el ámbito en el cual se crearon y aplicaron los términos. Por un lado el uso de CMC se da a nivel de INM, como herramienta dentro de procesos de comparaciones internacionales, y para difundir la trazabilidad como entidades lideres dentro de cada uno de sus países. De otra parte el uso de MCM se aplicaba más a nivel de acreditación de laboratorios, que son los encargados de llevar la trazabilidad a los usuarios finales. Dado que, tanto los INM como los laboratorios acreditados tienen desde perspectivas diferentes un objetivo común de bridar trazabilidad, y para evitar las confusiones al respecto de las diferencias en la forma como ellos reportan sus capacidades (MCM y CMC), se viene realizando esfuerzos con el fin de llegar a un punto de armonización para la expresión de la capacidad tanto de INM como de la los laboratorios acreditados[6]. Los resultados del trabajo de armonización, liderado por el Bureau International des Poids et Mesures BIPM y el ILAC se presentan en el siguiente numeral.

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

4. ARMONIZACIÓN DE LOS TERMINOS

Como resultado del trabajo mancomunado de ILAC y BIPM, se publicó el documento denominado “CalibrationandMeasurement Capabilities” [6]. De acuerdo con el documento,después de la “Reunión de Nashville”[6] de las Organizaciones Regionales de Metrología (ORM) e ILAC, en 2006, el grupo de trabajo BIPM-ILAC recibió una serie de comentarios sobre propuestas de una terminología común para la Mejor Capacidad de Medición (MCM) y Capacidad de Medición y Calibración (CMC). Algunos participantes, especialmente de la comunidad de Institutos Nacionales de Metrología y ORM, consideraron que los dos términos fueron aplicados de manera diferente, debido principalmente a mala e inconsistente interpretación[6].Por tal razón el grupo de trabajo BIPM-ILAC redactó un texto sobre la expresión de la CMC que se presentó para aprobación por la Asamblea General de ILAC en octubre de 2007 y por el CIPM en noviembre del mismo año donde se acordó la definición expuesta anteriormente[6],[7].

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

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

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

5. PANORAMA EN COLOMBIA

En Colombia los procesos asociados a metrología y acreditación de laboratorios de calibración y ensayo han venido afrontado cambios evolutivos en los últimos años. Entre los mencionados cambios se encuentran la creación del Organismo Nacional de Acreditación de Colombia ONAC, la creación del Instituto Nacional de Metrología INM, la Red Colombiana de Metrología RCM, la aprobación de las convenciones del Metro y Metrología, y la membrecía dentro de BIPM y OIML (Organización Internacional de Metrología Legal). Como es de esperarse todos estos cambios buscan alinear el país con el ámbito internacional en los temas de metrología y acreditación.

Dentro de este panorama el ONAC, emitió el 27 de julio de 2011 la “Política de estimación de incertidumbre en la calibración”[11]que entrará en vigor a partir de julio de este año. Dentro

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

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

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

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

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

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

6.1. Caso 1

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

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

$$E_i = P_{ECi} - P_{Pi} \qquad (1)$$

Ec. 1

Dónde:

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

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

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

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

Dónde:

Pp: Presión generada por el patrón a condicionnes de operación en kPa.

P_N: Presión nominal en kPa.

ΣPcertificado: Corresponde al valor obtenido cuando se suman los valores de presión que se generan al colocar las pesas en el respec tivo pistón. El valor es obtenido del certi ficado de calibración.

gl: Es la aceleración de la gravedad local en m•s-2.

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

ρf: Es la densidad del fluido utilizado para transmisión de la presión, en kg•m-3.

t: Temperatura del pistón al momento de la medición, en ºC.

a+B: Coeficientes de expansión térmica del ensamble pistón - cilindro, en ºC-1.

λ: Coeficiente de deformación elástica del pistón, en kPa-1.

Δh: Diferencia de altura entre la referencia dada para el manómetro y la referencia del montaje usado para la calibración del instrumento, en metros.

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

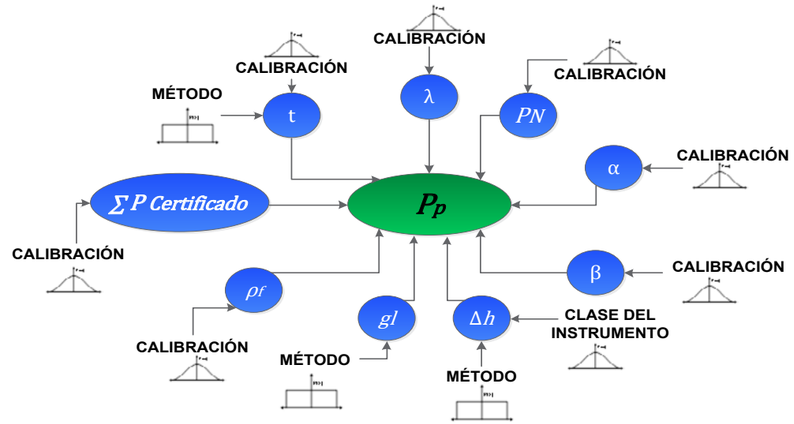


Fig 2. *Diagrama de Árbol Fuentes de Incertidumbre Asociadas a la Generación del Presión con el Patrón*

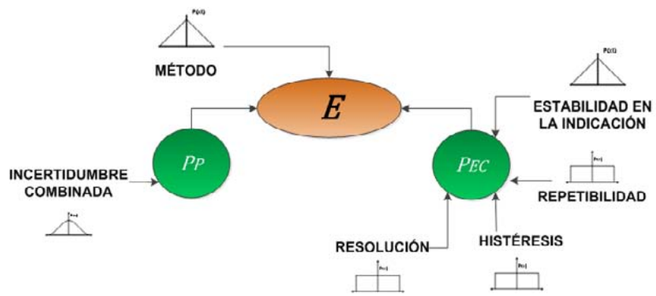


Fig 3. *Diagrama de Árbol Fuentes de Incertidumbre Asociadas Error de Medida del Instrumento Bajo Prueba*

$$P_P = \left[\left(\sum P_{CERTIFICADO} \right) + \left(\left(\left(\frac{1}{1 + \left((\alpha + \beta) \cdot (t - 20) \right) + (\lambda P_N)} \right) - 1 \right) \cdot P_N \right) \right] + \left(\rho_f \cdot g_l \cdot \Delta h \right) \cdot 10^{-3} \quad (2)$$

Ec. 2

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

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

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

ID	u_{cB}	Calibración	
	[kPa]	U Original [ppm^{-1}]	PDF
$\sum P_{CERTIFICADO}$ Pistón de Alta	*	90+0,00033·$\sum P_{CERTIFICADO}$	N k=2
P_N Pistón de Alta	*	87+0,00033·$\sum P_{CERTIFICADO}$	N k=2
	[kPa^{-1}]	U Original [kPa^{-1}]	PDF
λ Pistón de Alta	$1{,}65\cdot10^{-10}$	$3{,}3\cdot10^{-10}$	N k=2
	[$kg\cdot m^{-3}$]	U Original [$kg\cdot m^{-3}$]	PDF
Densidad Fluido ρ_f	0,25	0,5	N k=2
	[$m\cdot s^{-2}$]	U Original [$m\cdot s^{-2}$]	PDF
Aceleración de la gravedad local g_l	0,00034	0,001166	R

	[m]	Clase de Exactitud Instrumento		Método de Medición		Referencia de Flotación	
		U Original [m]	PDF	U Original [m]	PDF	U Original [m]	PDF
Diferencia de altura Δh	$6{,}13\cdot10^{-4}$	$20\cdot10^{-6}$	N k=2	$2\cdot10^{-3}$	R	$2\cdot10^{-3}$	T

	[$°C^{-1}$]	U Original [$°C^{-1}$]	PDF
Coeficiente de expansión térmica del ensamble α	$5{,}77\cdot10^{-7}$	$2\cdot10^{-6}$	R
Coeficiente de expansión térmica del ensamble β	$5{,}77\cdot10^{-7}$	$2\cdot10^{-6}$	R

	[°C]	Calibración del Instrumento		Método de Medición	
		U Original [°C]	PDF	U Original [°C]	PDF
Temperatura al momento de la medición **t**	0,153	0,2	N k=2	0,4	R

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

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

6.2. Caso 2

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

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

Ec. 3

Variables de Entrada			
Variables	Valores de Entrada	Estimación de Incertidumbre	
X_i	x_i	$u_c(x_i)$	$u_i(y)$ [kPa]
$\sum P_{CERTIFICADO}$	6980,9900 [kPa]	0,3222 [kPa]	0,3222
P_N	7001,2400 [kPa]	0,3126 [kPa]	$-2{,}3936\cdot10^{-5}$
λ	$3{,}1\cdot10^{-9}$ [kPa^{-1}]	$1{,}65\cdot10^{-10}$ [kPa^{-1}]	-0,0162
ρ_f	860,2 [$kg\cdot m^{-3}$]	0,250 [$kg\cdot m^{-3}$]	$-1{,}7574\cdot10^{-4}$
g_l	9,7781 [$m\cdot s^{-2}$]	$3{,}3660\cdot10^{-4}$ [$m\cdot s^{-2}$]	$-2{,}0815\cdot10^{-5}$
Δh	-0,0719[m]	$7{,}072\cdot10^{-4}$[m]	$5{,}9482\cdot10^{-3}$
α	$5{,}5\cdot10^{-6}$ [$°C^{-1}$]	$5{,}774\cdot10^{-7}$[$°C^{-1}$]	$-8{,}1224\cdot10^{-3}$
β	$11\cdot10^{-6}$ [$°C^{-1}$]	$5{,}774\cdot10^{-7}$[$°C^{-1}$]	$-8{,}1224\cdot10^{-3}$
t	22,01[°C]	0,1528 [°C]	-0,0169
Y	y	$u_c(y)$	
P_p	6980,0012 [kPa]	0,3233 [kPa]	

Incertidumbre Indicación Instrumento en Calibración				
ID	u_c [kPa]	U Original [kPa]	PDF	u estándar [kPa]
U_{ResEC}	$1{,}9903\cdot10^{-1}$	0,6895	R	$1{,}9903\cdot10^{-1}$
U_{HisEC}	$3{,}4966\cdot10^{-3}$	$1{,}2117\cdot10^{-2}$	R	$3{,}4966\cdot10^{-3}$
U_{RepEC}	$3{,}4963\cdot10^{-3}$	$1{,}2112\cdot10^{-2}$	R	$3{,}4963\cdot10^{-3}$
U_{EstIEC}	0	0	T	0

Error de medición instrumento en calibración			
X_i	x_i	$u_c(x_i)$	$u_i(y)$ [kPa]
P_p	6980,0012 [kPa]	0,3233 [kPa]	-0,3233
P_{EC}	6978,1836 [kPa]	0,1991 [kPa]	0,1991
Método	---	$134{,}8148\cdot10^{-3}$[kPa]	0,1348

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

Tabla 2. *Valores Estimación CMC Ejemplo 1*

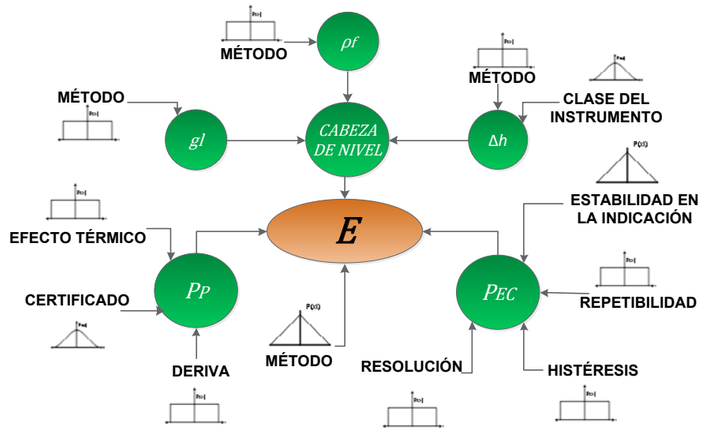


Fig 4. *Diagrama Esquemático de las fuentes de incertidumbre caso 2.*

Variables de Entrada			
Variables	Valores de Entrada	Estimación de Incertidumbre	
Incertidumbre cabeza de nivel			
X_i	x_i	$u_c(x_i)$	$u_i(y)$ kPa
ρ_f	1,066 [$kg\cdot m^{-3}$]	0,0025 [$kg\cdot m^{-3}$]	$1{,}2223\cdot10^{-4}$
g_l	9,7781 [$m\cdot s^{-2}$]	$3{,}3660\cdot10^{-4}$ [$m\cdot s^{-2}$]	$1{,}7941\cdot10^{-6}$
Δh	0,005[m]	$5{,}774\cdot10^{-4}$ [m]	$6{,}0189\cdot10^{-3}$

Y	y	$u_c(y)$
Cabeza de nivel	$5{,}20\cdot10^{-5}$ [kPa]	$6{,}02\cdot10^{-6}$ [kPa]

Incertidumbre Indicación Instrumento en Calibración				
ID	u_c [kPa]	U Original [kPa]	PDF	u estándar [kPa]
U_{ResoEC}	$1{,}9904\cdot10^{-4}$	$6{,}8948\cdot10^{-4}$	R	$1{,}9904\cdot10^{-4}$
U_{HisEC}	$1{,}9904\cdot10^{-3}$	$6{,}8948\cdot10^{-3}$	R	$1{,}9904\cdot10^{-3}$
U_{RepEC}	$1{,}9904\cdot10^{-3}$	$6{,}8948\cdot10^{-3}$	R	$1{,}9904\cdot10^{-3}$
U_{EstIEC}	$4{,}2221\cdot10^{-3}$	0,0205	T	$4{,}2221\cdot10^{-3}$

Incertidumbre Indicación Patrón en Calibración				
ID	u_c [kPa]	U Original [kPa]	PDF	u estándar [kPa]
$U_{CertiPP}$	$1{,}0342\cdot10^{-3}$	$2{,}0684\cdot10^{-3}$	N	$1{,}0342\cdot10^{-3}$
$U_{EfectoTerPP}$	$5{,}9711\cdot10^{-3}$	$0{,}0210\cdot10^{-3}$	R	$5{,}9711\cdot10^{-3}$
$U_{DerivaPP}$	$1{,}8659\cdot10^{-3}$	$6{,}4637\cdot10^{-3}$	R	$1{,}8659\cdot10^{-3}$

Incertidumbre por Método de Determinación del Error de Calibración				
ID	u_c [kPa]	U Original [kPa]	PDF	u estándar [kPa]
*$U_{MetError}$	$3{,}0826\cdot10^{-3}$	0,0151	T	$3{,}0826\cdot10^{-3}$

Error de medición instrumento en calibración			
X_i	x_i kPa	$u_c(x_i)$ kPa	$u_i(y)$ kPa
P_p	103,421	$6{,}3404\cdot10^{-3}$	$-6{,}3404\cdot10^{-3}$
P_{EC}	103,282	$5{,}0780\cdot10^{-3}$	$5{,}0780\cdot10^{-3}$
Cabeza de nivel	$5{,}20\cdot10^{-5}$	$6{,}02\cdot10^{-6}$	$6{,}02\cdot10^{-6}$
Método	0,0151	$3{,}0826\cdot10^{-3}$	$3{,}0826\cdot10^{-3}$

Y	y kPa	$u_c(y)$ kPa	k	$U(y)$ kPa
E	-0,1390	$8{,}69\cdot10^{-3}$	2	0,0176

Tabla 3. *Valores Estimación CMC: Ejemplo 2*

Dónde:

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

P_P *Lectura corregida del patrón en el i-ésimo punto de calibración en kPa.*

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

ρ_f *Densidad del fluido de calibración en kg•m-3*

g_l *Gravedad local en m•s-2*

Δh *Diferencia de altura entre el patrón y el instrumento bajo prueba en m*

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

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

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

7. CONCLUSIONES

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

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

Dentro del contenido del documento se presentaron dos ejemplos numéricos basados en procesos reales que muestran que los aspectos asociados al instrumento bajo prueba y el método, pueden tener aportes considerables dentro de la estimación de la CMC. De lo anterior se concluye que

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

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

REFERENCIAS

[1] R. Lazos, "La Metrologia Como Soporte a Los Sistemas de Gestión en la Industria" 6ª Jornada Internacional de Medición de Fluidos, 2011.

[2] International Organization of Standardization ISO, "ISO 10012 Measurement Management Systems — Requirements for Measurement Processes and Measuring Equipment", International Standard, 2003.

[3] EA-4/02, "Expression of the Uncertainty of Measurement in Calibration", 1999.

[4] METAS y Metrólogos Asociados, La Guía METAS "Capacidad de Medición", 2006.

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

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

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

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

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

[10] European Accreditation Laboratory Committee, "Best Measurement Capability (BMC) Change in Terminology to Calibration and Measurement Capability (CMC)" Circular, 2009.

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

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

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

Corporación CDT de GAS
Centro de Desarrollo Tecnológico del GAS

Organismo de Inspección

110 SISTEMAS
DE MEDICION DE GAS NATURAL
4 AÑOS DE INSPECCIONES
(ISO/IEC-17020)

Año	Tecnología	No. de Sistemas de medición	Energía contabilizada sistemas eval	Probable impacto por Aplicación Metrología	Subtotal Impacto por AÑO
2008	Turbina	5	11663	$ 145.899,1	
2008	Placa	2	11400	$ 493.917,8	
2008	USM	1	7082	$ 365.151,0	$ 1.004.967,8
2008	Masico	0	0	$ -	
2008	Rotativo	0	0	$ -	
2009	Turbina	30	36676	$ 1.569.584,7	
2009	Placa	2	3684	$ 118.454,1	
2009	USM	1	706	$ 34.653,8	$ 1.727.564,6
2009	Masico	3	592	$ 4.872,0	
2009	Rotativo	1	91	$ 1.267,8	
2010	Turbina	13	40437	$ 909.293,8	
2010	Placa	5	167922	$ 650.415,8	
2010	USM	2	3509	$ 54.739,9	$ 1.772.638,3
2010	Masico	2	3353	$ 158.188,8	
2010	Rotativo	0	0	$ -	
2011	Turbina	26	39690	$ 1.014.269,3	
2011	Placa	2	83603	$ 336.301,8	
2011	USM	3	22495	$ 573.543,3	$ 1.924.114,5
2011	Masico	0	0	$ -	
2011	Rotativo	12	344	$ 15.865,3	
Total sistemas evaluados		110		Impacto Total	$ 6.429.285,2

PIF = (Uo - Ur) * Em * P MBTU

PIF — Potencial Impacto Financiero.
Uo — Incertidumbre Original de la medición asociada al sistema evaluado durante la Inspección.
Ur — Incertidumbre reducida de la medición, en caso de que sean aplicadas las recomendaciones.
Em — Valor de energía asociada al gas, medida con el sistema evaluado en MBTU.
PMBTU — Precio de la energía de gas en USD/MBTU.

OPTIMIZAR SISTEMAS DE MEDICIÓN ¡SI PAGA!

IMPACTOS POTENCIALES
EN INDUSTRIA DEL GAS MAS DE 6 MILLONES DE DOLARES

HECHO EN COLOMBIA
CorporaciónCDTdeGAS

Si de verdad queremos ser innovadores,
entonces aprendamos-haciendo, practicando,
persiguiendo objetivos que nos importen,
equivocándonos y corrigiendo nuestro comportamiento
hasta que logremos hacerlo bien…

Corporación CDT de GAS
Centro de Desarrollo Tecnológico del GAS

www.cdtdegas.com