

# MET & FLU

ciencia - tecnología - innovación

## Estudio Sobre la Trazabilidad Metrológica en la VERIFICACIÓN IN SITU de Elementos Secundarios Asociados a Sistemas de Medición de Gas Natural



Gas Natural: Alternativa para el Desarrollo Sostenible de la industria del Bocadillo Veleño.

Pag. 14



Medidor Modular de Gas Húmedo y Flujo Multifásico

Pag. 40



Comparaciones Interlaboratorios en Medición de Alto Volumen y Flujo de Gas

Pag. 60



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

ISSN 2145-5716



## Consientes de las necesidades de nuestros clientes, ofrecemos las siguientes alternativas:



### Transporte en firme:

Servicio de transporte en el que se garantiza una capacidad de transporte en la ruta que el remitente requiera.



### Desvío:

Cambio en los puntos de entrada y/o en los puntos de salida con respecto al origen y/o destinación inicial o primaria especificada en el contrato de transporte. Servicio prestado a remitentes que tengan contrato de transporte en firme vigente a la fecha de la solicitud.



### Transporte ocasional:

Servicio prestado a remitentes que tengan contrato de transporte en firme vigente a la fecha de la solicitud y comprende volúmenes por encima del contratado.



### Parqueo/empaquetamiento:

Servicio de almacenamiento de gas natural en la red de gasoductos por un periodo determinado de tiempo bajo la modalidad de interrumpible.



### Préstamo de gas:

Servicio a corto plazo de préstamo del gas del inventario operativo que posee TGI S.A. ESP.

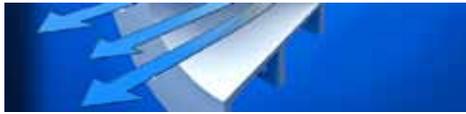
Invertimos en grandes proyectos de desarrollo y expansión de  
los servicios de transporte de gas natural.



Red Pacto Global  
Colombia



Transportamos  
**Gas Natural**  
con responsabilidad  
Social y Ambiental



## Elementos

para Restricción de Flujo de Gas

Pag. 6



## Gas Natural:

Alternativa para el Desarrollo Sostenible de la Industria del Bocado Veleño.

Pag. 14



## Gas Natural no Convencional

como Alternativa para lograr Autosuficiencia Energética

Pag. 20



## Estudio Sobre

la Trazabilidad Metrológica en la Verificación in situ de Elementos Secundarios

Pag. 28



## Medidor Modular

de Gas Húmedo y Flujo Multifásico

Pag. 40



## Gas Natural Social

Importancia de los Planes Regionales y Departamentales en el Desarrollo de la Sociedad Colombiana

Pag. 52



## Comparaciones Interlaboratorios

en Medición de Alto Volumen y Flujo de Gas

Pag. 60



## Compresibilidad

del gas en un computador de flujo y/o en un electro-corrector.

Pag. 70

*Los artículos publicados son de exclusiva responsabilidad de sus autores.*

Corporacion CDT de GAS / [www.cdtdegas.com](http://www.cdtdegas.com)

# METRÓLOGOS DEL SIGLO XXI

## «APRENDER – APLICAR - INNOVAR»

Coincide el inicio de la **6TA Jornada Internacional de Medición de Fluidos** (la primera la organizamos en 2002 en la ciudad de Bucaramanga) con la puesta en circulación de la 4ª Edición de “**MET&FLU (Metrología & Fluidos): Ciencia, Tecnología e Innovación**”. Debo admitir, que por fortuna, el «universo confabula» y al parecer en esta oportunidad, lo hace para el beneficio de nuestra sociedad; y hago mención, porque el proceso CDT de GAS en Colombia, y otros esfuerzos particulares destacables, se unen al del gobierno nacional que viene dando señales muy serias y fuertes en torno a brindar a la METROLOGIA (*la ciencia de las mediciones*) el valor, el espacio, la dinámica y la importancia que se merece desde la antigüedad: me refiero a los avances de consolidación de la Red Colombiana de Metrología (RCM) y a la muy posible creación del Instituto Nacional de Metrología (INM), con base, este último, en las facultades extraordinarias de la Ley 1444 de 2011 conferidas al Señor Presidente de la República.

En este sentido y aprovechando la oportunidad, quiero referirme a dos temas trascendentales que le permitirán a Colombia (*si lo hace correctamente*) situarse en el selecto grupo de países que tienen suficientemente claro, que para obtener procesos, productos y servicios de excelente calidad y de tipo exportación, es necesario en nuestro caso, aprovechar los excelentes resultados alcanzados en los Procesos de Certificación, pero que también se requiere apalancarlos: Apoyando, Impulsando y Consolidando una Cultura Colombiana (de Estado, de Industria, de Academia y de Sociedad) que se apoye en la METROLOGIA para colocar a la economía colombiana en un nivel de crecimiento alto y sostenible, impulsando transversalmente las cinco locomotoras del desarrollo (infraestructura, vivienda, agro, minería e innovación).

El primer tema tiene que ver con la infraestructura necesaria, y debo decir que en razón al avance de la ciencia, nunca llegaremos a la suficiente, sin embargo es indudable que ya se ha logrado un buen avance en materia de metrología física y se organizan acciones para la metrología química. Está quedando claro también, que la infraestructura se encuentra disponible de una forma dispersa, atomizada y parcialmente utilizada, y por ello se requiere trabajar en torno a su «aprovechamiento holístico» evitando la duplicidad de esfuerzos, y en especial, enfocando correctamente los importantes

### Director/

Henry Abril Blanco

### Editor/

Corporación CDT de GAS

### Comité Editorial/

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

### Comité Científico/

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

### Diseño/

Leonardo Manzano Paredes

recursos que prevé inyectar el gobierno nacional provenientes de las regalías. Apalancar los Centros de Metrología Regional, en alianza con la industria, lo considero como una excelente estrategia que se debería considerar, si se quiere ver a una Colombia, no centralista, con visión exportadora real.

En segundo lugar, debo referirme, y con mucha más profundidad, en razón a su importancia, a la masa crítica, que utilizando la infraestructura anteriormente descrita, debe «aprender-haciendo y aplicando» sus conocimientos en el sector productivo y en la sociedad. Este es, según mi concepto, el gran reto: **FORMAR VERDADEROS METRÓLOGOS** bajo procesos correctamente estructurados que ataquen las múltiples deficiencias nacionales; se requiere entonces tomar la más importante e innovadora decisión nacional: «**formar METRÓLOGOS para el SIGLO XXI**» evitando que éstos se concentren exclusivamente «en el saber».

El **Metrólogo del Siglo XXI**, en mi concepto, debería ser especialmente formado con programas teórico-prácticos, (no con cursos rápidos) identificándoles y forjándoles especiales competencias y grandes fortalezas, en «**inteligencia emocional, creatividad, trabajo en equipo, constancia, perseverancia, respeto, desarrollo de afectos, pero muy especialmente motivándolos para que comprendan la importancia del aprendizaje continuo, y de despertar al máximo la curiosidad, el asumir riesgos, razonar, planificar y sin duda el saber comunicar**», habilidades que no se pueden enseñar de forma directa sino que se pueden **Aprender**, que es muy diferente.

Manifiesto mi total acuerdo cuando expertos dicen, que la educación tradicional nos vuelve especialistas en resolver problemas teóricos pero no en resolver problemas prácticos, por lo tanto **Aprender**, se convierte en la habilidad crítica para vivir en el Siglo XXI y se logra haciendo, practicando, persiguiendo objetivos que realmente importan y hasta cometiendo errores, cuando de ellos igualmente se Aprende. Por ejemplo hasta el momento, la experiencia del **Aprender en el CDT de GAS** se ha logrado, encontrando solución a las cosas que «dizque ya no funcionan», y para ello los profesionales han debido hacer esfuerzos para resolverlas, aprendiendo de lo que no saben. **Aprender** consiste entonces en acumular en la memoria experiencia reutilizable en el futuro y es

una habilidad que nos acompaña desde que se nace hasta que se muere. Debe quedar claro que lo que el **Metrólogo del Siglo XXI** necesita, no es «saber más» (acumular información), sino «saber hacer más» (aplicar conocimiento).

Creo que estamos en la obligación de ayudar a formar los **Metrólogos del Siglo XXI** para que asuman un reto adicional, sin convertirlo en paradigma: **INNOVAR**, y para ello un experto dice, que hay que ver la vida “con los ojos de un niño”. En este sentido los grandes y verdaderos esfuerzos del país, deberían volcarse hacia la formación de los niños en temas relacionados con la Metrología y que el foco principal se dirigiera a que sean capaces de hacer y no solamente de saber. La infancia es un periodo donde la información que recibe el niño es convertida en acción. La estrategia sería que “aprendieran-jugando”, porque el juego - dicen los expertos - promueve la creatividad, la comunicación espontánea, invita a generar dinámicas colaborativas y genera compromiso, ya que todos participan en busca de lograr el objetivo: «ganar»; en nuestro caso «resolver problemas/innovar».

Recientemente, en el entorno internacional, a todos nos quedó claro que el hecho de contratar a los mejores jugadores del mundo no garantiza contar con el mejor equipo, ni asegura ganar títulos. Es fácil entender entonces, lo complicado que resulta crear dinámicas basadas en la colaboración y el trabajo en equipo (que es lo que requiere Colombia), cuando hemos sido instruidos durante siglos para pensar en uno mismo y en ser netamente individualistas...

Disfrutemos nuevamente del contenido de este documento innovador de difusión.



**Henry Abril Blanco**  
Director: Corporación CDT de GAS

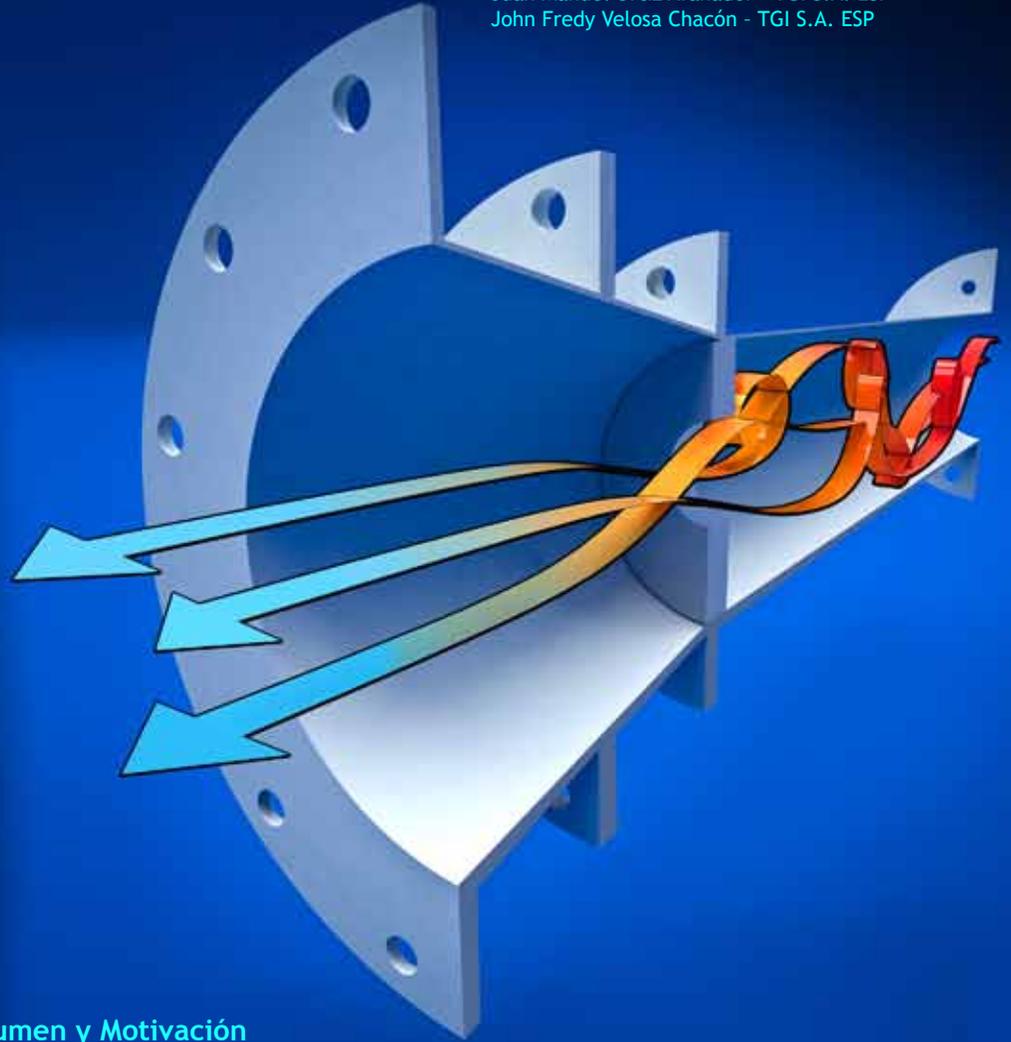
*Todas las teorías son legítimas y ninguna tiene importancia. Lo que importa es lo que se hace con ellas. Jorge Luis Borges (1899-1986) Escritor argentino*

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

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

## Elementos para Restricción de Flujo de Gas

Juan Manuel Ortiz Afanador - TGI S.A. ESP  
John Fredy Velosa Chacón - TGI S.A. ESP



### Resumen y Motivación

Los elementos para restricción de flujo de gas constituyen el elemento complementario de los sistemas de medición tipo mecánico (turbinas y rotativos) que brinda el mayor beneficio al más bajo costo. Paradójicamente, no todas las estaciones de medición poseen este tipo de componentes y en ocasiones, como consecuencia de aspectos operacionales de carácter normal o de eventos inesperados, los medidores que no cuentan con estos dispositivos sufren degradación de su desempeño metrológico y daños severos en sus componentes mecánicos, lo cual se traduce en riesgos económicos por la pérdida del control de errores de medición y sobrecostos por mantenimientos, reparaciones, recalibraciones, reemplazo de cartuchos y compra de nuevos medidores.

En la práctica también es común encontrar instalados elementos para restricción de flujo con unas características de diseño y construcción que no garantizan la protección de los medidores porque permiten el paso de un caudal de gas superior al máximo admisible. En contraposición, también es usual la instalación de elementos que restringen excesivamente los medidores, generando pérdida de su capacidad operativa y disminución drástica de la presión en las tuberías aguas abajo del sistema de medición.

El objetivo principal del presente artículo es brindar los fundamentos básicos de la operación de los elementos para restricción de flujo, la cual se fundamenta en el fenómeno de flujo crítico y en los resultados de múltiples experimentos llevados a cabo en laboratorio sobre elementos de diversas formas y geometrías; lo anterior con el propósito de contribuir a la correcta selección, diseño, dimensionamiento, construcción e instalación de estos dispositivos.

## 1. INTRODUCCIÓN

Los elementos para restricción de flujo son accesorios que se instalan en medio de la tubería aguas abajo del sistema de medición y que se caracterizan por reducir drásticamente el área de flujo. Como consecuencia de esta reducción en el área de flujo se reproduce un fenómeno denominado “flujo crítico” bajo el cual se logra un control del caudal con independencia de las condiciones presentes aguas abajo del elemento de restricción de flujo.

Esta condición es aprovechada en la práctica para la protección de medidores de gas de tipo mecánico, tales como turbinas y rotativos, los cuales pueden fallar si se someten a caudales superiores a su valor máximo nominal.

Cuando un medidor tipo turbina supera su capacidad máxima se presenta un desgaste excesivo de sus componentes mecánicos, tales como los álabes del rotor y los rodamientos que soportan el eje del rotor, así como de otros mecanismos asociados. Bajo condiciones severas es posible que se fracturen los álabes o que los rodamientos se bloqueen.

En el caso de los medidores rotativos, una operación a altas velocidades genera desgaste de los lóbulos y de la superficie interna del medidor (cámaras de medición), lo cual ocasiona un aumento de las tolerancias o huelgo mecánico entre las piezas. En ocasiones se puede presentar bloqueo de los lóbulos, casi siempre como consecuencia de los efectos de alta velocidad e impurezas del gas, aunque también es posible que se presenten bloqueos por daños en los rodamientos que soportan los ejes de los lóbulos. A diferencia de los medidores tipo turbina, en los que ante un bloqueo del rotor, el gas sigue fluyendo a través del cuerpo del medidor, el bloqueo de un medidor rotativo generalmente produce una suspensión del flujo de gas.

Típicamente, los fabricantes de medidores mecánicos diseñan sus equipos para soportar sobrecargas de flujo equivalentes a un 20% por encima de su capacidad nominal o caudal máximo. Sin embargo, esta situación no está prevista para una operación permanente sino para soportar pi-

cos puntuales de demanda que pueden llegar a presentarse eventualmente en la red, aguas abajo del sistema de medición.

En operaciones de transferencia de custodia de gas, prácticamente la única referencia que se toma como soporte para el diseño y aplicación de los elementos para restricción de flujo es el numeral 7.5.3.3 del Reporte AGA No. 7, edición 2006 [1], el cual a su vez está basado en el trabajo de Arnberg [2] que en esencia es una recopilación de estudios de diversas fuentes relacionadas con el tema.

## 2. CLASIFICACIÓN DE LOS ELEMENTOS PARA RESTRICCIÓN DE FLUJO DE GAS

En términos generales hay tres tipos de elementos para restricción de flujo de gas. Las diferencias entre los dispositivos están dadas principalmente por su forma y geometría. A pesar de las diferencias en los diseños, el funcionamiento de todos los elementos se basa siempre en el fenómeno de flujo crítico que se abordará en la próxima sección. A continuación se describen los elementos más usados para restricción de flujo de gas:

**Placa (orificio crítico):** Consistente en una placa con un orificio circular concéntrico, de bordes rectos y afilados, similar a las que se usan para medición de gas (AGA 3 - ISO 5167), pero diseñada bajo las consideraciones de la teoría de flujo crítico<sup>1</sup>. Estas placas a su vez pueden subdividirse en placas delgadas (thin plates) y placas gruesas (thick plates), según la relación entre su espesor y el diámetro del orificio.

Las placas delgadas reciben su nombre debido a que tienen un límite máximo para la longitud del orificio (también conocido como espesor del orificio), de tal forma que la relación entre el espesor del orificio y el diámetro del orificio (T/D) debe ser inferior a 0,125.

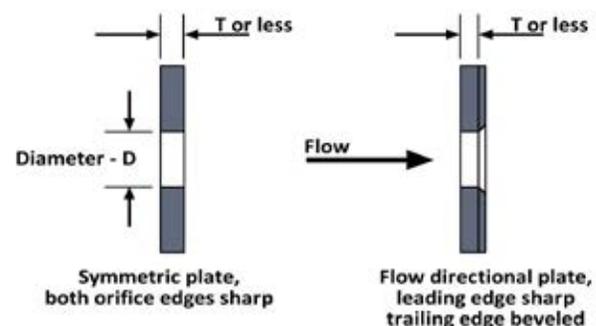


Figura 1. Elementos de restricción de flujo tipo placa de orificio (Tomado de [1])

<sup>1</sup> Las placas de orificio usadas para medición de caudal (Reporte AGA No. 3 o ISO 5167-2) se diseñan y operan estrictamente bajo consideraciones de flujo subsónico ( $Mach=M<1$ ). Por su parte, los elementos para restricción de flujo diseñan y operan bajo consideraciones de flujo crítico, es decir alcanzando velocidades iguales a la velocidad del sonido (es decir sónicas,  $M=1$ ) en el orificio. Un error común consiste en dimensionar placas para restricción de flujo haciendo uso de las normas citadas anteriormente.

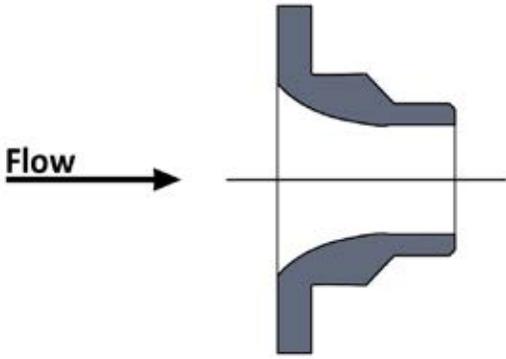


Figura 2. Elemento de restricción de flujo tipo tobera

Por su parte, las placas gruesas son aquellas que poseen una relación T/D superior a 0,125. No obstante, cuando dicha relación es considerablemente mayor (del orden de 2 o 3) se tienden a denominar “toberas cilíndricas”.

**Tobera:** Es un elemento de flujo consistente en una sección convergente con respecto al sentido del flujo y en la mayoría de los casos de bordes internos curvos. La sección de menor área de flujo se denomina “garganta” (throat).

**Venturi:** Su diseño representa la unión de una sección divergente con una sección convergente, ingresando el gas por la zona convergente. En la unión entre la zona convergente y divergente se localiza la garganta. El empalme entre las dos secciones puede realizarse de forma directa, es decir con superficies internas tangentes, sin ocasionar cambios bruscos de geometría (garganta toroidal), o mediante un cilindro recto en cuyo caso existe una leve (garganta cilíndrica).

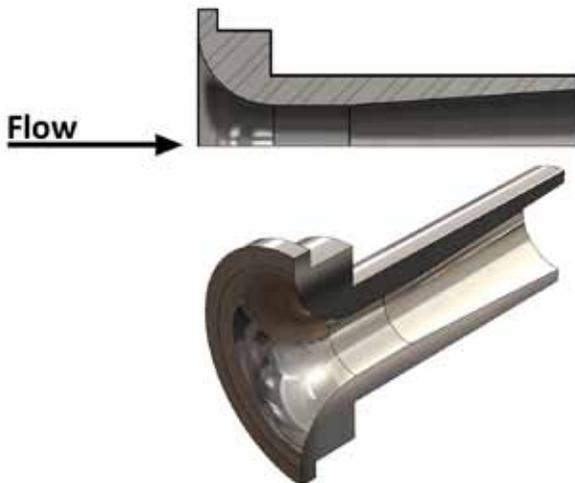


Figura 3. Elemento de restricción de flujo tipo tobera (Cortesía de Canada Pipeline Accessories)

<sup>2</sup> Este valor límite se conoce también como relación de presiones crítica. Bajo condiciones ideales tiene un valor de 0,528 para el aire y de aproximadamente 0,546 para el gas natural. Dependiendo de la geometría particular del elemento de restricción de flujo y del punto donde se midan las presiones es posible que dicha relación sea superior al valor indicado.

El fenómeno de flujo crítico hace referencia a la condición bajo la cual la corriente de gas se acelera hasta alcanzar la velocidad local del sonido en la garganta del elemento de restricción, esta se conoce a su vez como la “velocidad crítica”. En esta condición, el caudal másico del gas que fluye a través del elemento de restricción es el máximo posible para las condiciones existentes aguas arriba, generándose así una restricción del caudal.

No obstante, para que en un elemento de restricción se logre la condición de flujo máximo o restricción, mencionada anteriormente, es necesario que el cociente o relación entre la presión absoluta a la salida y a la entrada del elemento de restricción alcance un valor límite<sup>2</sup> dependiente de la naturaleza del gas (particularmente su coeficiente isentrópico), las condiciones termodinámicas (presión y temperatura) y la geometría del elemento; una vez alcanzada esta relación de presión (y por lo tanto el flujo crítico a través de la garganta del elemento) el caudal másico se mantendrá constante sin importar las condiciones aguas abajo de la restricción.

Considerando que los elementos para restricción de flujo deben ser seleccionados para operar con un medidor en particular, el cual posee un caudal máximo predefinido, se hace necesario establecer previamente cuál es el caudal máximo que puede obtenerse al desarrollarse el fenómeno de flujo crítico a través del elemento de restricción que será empleado en conjunto con el medidor.

De manera general este caudal puede ser establecido mediante dos métodos:

- Cálculo a partir de consideraciones teóricas y correlaciones basadas en resultados de experimentaciones documentadas.
- Caracterización experimental directa en laboratorio mediante mediciones de caudal para unas condiciones dadas de geometría y flujo.

Podría pensarse que si el caudal se determina mediante el segundo de los métodos mencionados (siendo este el método convencional para la determinación del caudal a través de elementos de flujo), no habría necesidad del primero y por lo tanto de ningún desarrollo teórico para explicar el fenómeno de flujo crítico. Sin embargo, esta condición solo es posible si el elemento es empleado exactamente a las mismas condiciones bajo las cuales se realizó la caracterización en laboratorio.



Figura 4. Fenómeno de Flujo Crítico

Considerando lo anterior, en la mayoría de aplicaciones prácticas, por razones técnicas o económicas es necesario usar elementos para restricción de flujo bajo condiciones de operación que difieren de las condiciones bajo las cuales se caracterizaron. Es aquí cuando la base teórica para la correlación de datos considerada para el primer método cobra relevancia.

Debido a la complejidad que podrían tener los modelos matemáticos al incluir las diferentes variables, es necesario hacer uso de consideraciones físicas y termodinámicas que permitan simplificar el modelo para permitir su uso práctico bajo la forma de una ecuación.

Para el caso particular del flujo crítico bajo condiciones ideales, es decir como un modelo simplificado, se asumen tres condiciones:

- El flujo es unidimensional
- El flujo es isentrópico
- El comportamiento del gas es ideal ( $Z=1$ )

Bajo estas condiciones el caudal de flujo crítico está dado por:

$$q_{mi} = \frac{p_0 a_* C_*}{\sqrt{\left(\frac{R}{M}\right) T_0}} \quad (\text{Ec.1})$$

De acuerdo con la Ecuación 1 el caudal másico ideal-teórico ( $q_{mi}$ ) es una función de las condiciones de presión ( $p_0$ ) y temperatura de estancamiento<sup>3</sup> ( $T_0$ ), el área de flujo ( $a_*$ ) y la constante de flujo crítica ( $C_*$ ), la cual es una función adimensional exclusivamente dependiente de las propiedades del gas, que caracteriza las propiedades termodinámicas de un flujo isentrópico y unidimensional entre la entrada y el orificio o la garganta; de esta forma, cualquier cambio en

<sup>3</sup> Las condiciones de estancamiento representan el valor que tomarían las propiedades de una corriente de flujo si el flujo fuera llevado a un estado de reposo mediante un proceso isentrópico.

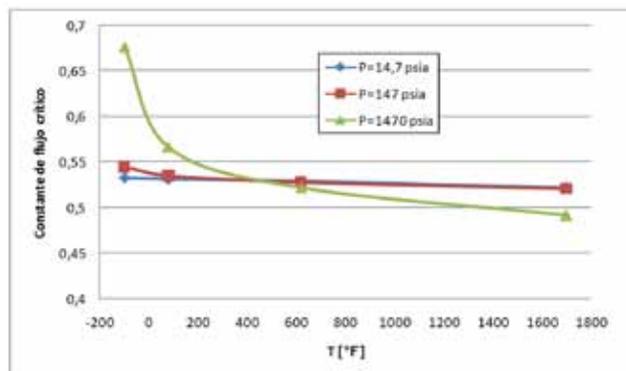


Figura 5. Variación en la constante de flujo crítico del aire en función de las condiciones de presión y temperatura

las propiedades del gas (real) tendrá un efecto significativo sobre la exactitud de los cálculos, como se puede observar en la Figura 5.

Por lo anterior, bajo condiciones reales, se requiere la adición de un factor adicional a la ecuación anterior, denominado “coeficiente de descarga” ( $C_d$ ), el cual tiene en cuenta que el comportamiento del gas no es ideal, debido a que el flujo no es estrictamente unidimensional y que existen efectos asociados a la capa límite del fluido así como de fenómenos de flujo viscoso-compresible.

#### 4. COEFICIENTE DE DESCARGA

La Ecuación 2 representa el caudal másico real ( $q_m$ ), obtenido mediante la inclusión del coeficiente de descarga ( $C_d$ ) a la Ecuación 1 que representaba el caudal másico teórico-ideal.

$$q_m = \frac{p_0 a_* C_* C_d}{\sqrt{\left(\frac{R}{M}\right) T_0}} \quad (\text{Ec.2})$$

El coeficiente de descarga ( $C_d$ ) se define comúnmente como la relación adimensional resultante del cociente el caudal real y el caudal teórico (gas ideal, no viscoso, flujo isentrópico, unidimensional). Por lo tanto, mediante la aplicación de este factor se espera corregir todas las inconsistencias que surgen entre las condiciones de flujo teóricas y reales, las cuales están presentes en el modelo teórico simplificado. No obstante, el coeficiente de descarga no puede compensar inconsistencias entre las condiciones bajo las cuales se determinó y las condiciones bajo las cuales es aplicado en la práctica y que a grandes rasgos tienen que ver con la necesidad de establecer una semejanza dimensional entre el modelo de laboratorio y la instalación en campo.

Algunos ejemplos comunes de este tipo de inconsistencias, y sus efectos en el coeficiente de descarga en elementos de flujo crítico son los siguientes:

1. El coeficiente de descarga puede variar si el perfil de velocidades de flujo y los efectos de capa límite resultantes de las condiciones aguas arriba en campo son diferentes a las usadas en el laboratorio.
2. El coeficiente de descarga puede afectarse por la presencia de películas de aceite o la deposición de contaminantes sobre la superficie del elemento de restricción de flujo como consecuencia de una inadecuada separación y filtración del gas.
3. El coeficiente de descarga puede sufrir modificaciones por variaciones geométricas relativamente pequeñas en la construcción y fabricación de los elementos de restricción de flujo en comparación a las especificaciones de diseño y tolerancias admisibles de los elementos evaluados en laboratorio, especialmente en los de menor tamaño.

La semejanza geométrica de un elemento para restricción de flujo juega un papel muy importante en el coeficiente de descarga, principal-

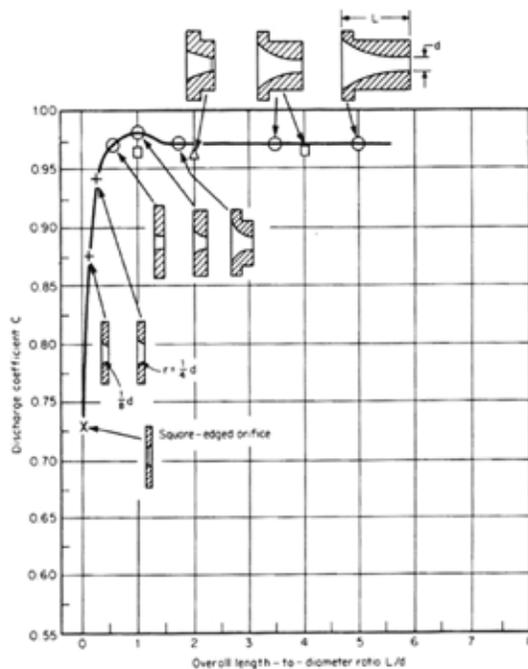


Figura 6. Variaciones del valor del coeficiente de descarga medio en función de la geometría del elemento de restricción de flujo (Tomado de [2])

<sup>4</sup> La característica aquí mencionada para las toberas también aplica para el caso de los Venturis.

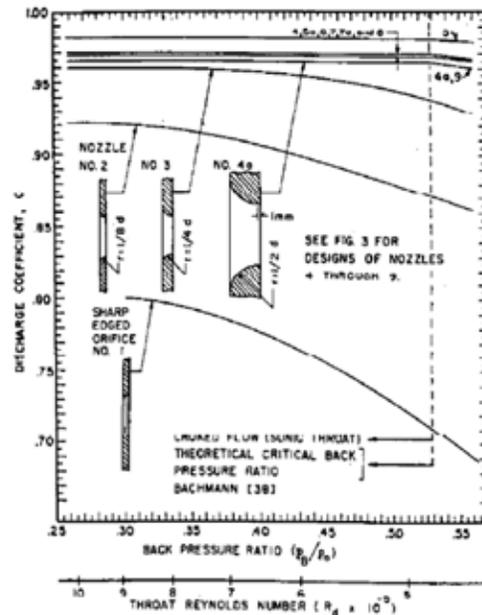


Figura 7. Variación del coeficiente de descarga en función de la relación de presión para diferentes diseños de elementos de restricción de flujo (Tomado de [2])

mente debido a la amplia variación en las condiciones de capa límite que se pueden generar de acuerdo con la geometría y diseños particulares empleados como elementos para restricción de flujo. Los efectos de la geometría sobre el coeficiente de descarga se pueden observar en la Figura 6.

También resulta interesante analizar la Figura 7 en la cual se puede observar no solo el efecto de la geometría sobre el coeficiente de descarga, sino también la aparición del fenómeno de flujo crítico una vez se alcanza la relación de presiones crítica citada en la sección 3. Un aspecto a resaltar tiene que ver con el desempeño de las toberas<sup>4</sup> en comparación con las placas y tiene que ver con el hecho de que para las toberas una vez alcanzado el flujo crítico el coeficiente de descarga se mantiene constante sin importar las condiciones aguas abajo (disminución en la relación de presiones) del elemento de restricción de flujo. En el caso de las placas no se dispone del mismo comportamiento en el coeficiente de descarga, siendo este factor sensible con respecto a la variación de las condiciones aguas abajo.

Este último aspecto fue documentado inicialmente por Cunningham [3], quien estableció que en un sentido estricto, el flujo a través de una placa delgada nunca llega a ser completamente crítico, observándose un incremento gradual del caudal másico a través del orificio en la medida

en que disminuye la presión aguas abajo del mismo. No obstante la variación en el coeficiente de descarga para una placa delgada puede ser del orden de  $\pm 6\%$  con respecto a la media de la variación, lo cual brinda una tolerancia apta para su uso como elemento limitador de caudal.

Así mismo, en la Figura 7 se observa que los coeficientes de descarga para toberas (y en general para los Venturis) son significativamente mayores (más cercanos a 1) a los de una placa delgada. Particularmente para una placa delgada, de bordes rectos y afilados (sharp edged orifice) el valor del coeficiente de descarga puede variar entre 0,71 y 0,80 aproximadamente, dependiendo de la relación de presiones, mientras que para las toberas es superior a 0,95<sup>5</sup>.

## 5. SELECCIÓN, DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE ELEMENTOS DE RESTRICCIÓN DE FLUJO

### 5.1 Selección

Por ser elementos de un costo extremadamente bajo, dada la facilidad tanto de construcción como de ser verificados dimensionalmente para determinar si cumple con las dimensiones y tolerancias geométricas que avalen su uso por semejanza con respecto al modelo original caracterizado experimentalmente, los elementos de restricción de flujo más populares son los de tipo placa delgada de bordes rectos y afilados (orificio crítico).

A pesar de la variación del coeficiente de descarga de las placas delgadas con respecto a la relación de presiones analizada anteriormente, cuando se discutió la Figura 7, la principal desventaja de este tipo de elementos no se asocia a este aspecto, el cual es tolerable para propósitos prácticos, sino a la caída de presión permanente que se obtiene cuando entra en flujo crítico (limitando su caudal al valor máximo), dado que en flujo crítico esta pérdida puede llegar a ser del orden del 50% de la presión aguas arriba del elemento, generando a su vez un nivel de ruido elevado<sup>6</sup>.

<sup>5</sup> En el caso de los Venturis, los coeficientes de descarga son aún mayores, pudiendo llegar a valores de hasta 0,995 en el caso de Venturis de una geometría fina, una transición suave entre la sección convergente y divergente y una fabricación cuidadosa (excelente acabado superficial).

<sup>6</sup> Vale la pena aclarar que en condiciones normales de operación los elementos de restricción de flujo no operan bajo flujo crítico, es decir que la mayor parte de su operación transcurre bajo flujo subsónico, con una caída de presión permanente mínima. Solamente entran en flujo crítico cuando se alcanza el caudal máximo correspondiente a la relación de presiones crítica.

Comparativamente con respecto a las placas delgadas, las toberas y los Venturi de flujo crítico no ofrecen una caída de presión tan alta pudiendo llegar a ser de apenas un 15% en flujo crítico en el caso de los Venturis; este aspecto tiene que ver con una mejor y más eficiente recuperación de presión en la zona divergente. Claro está que la geometría curva de una tobera, y aún más, la de un Venturi no son fáciles de reproducir con fidelidad en un taller de mecanizado común. Aún más difícil es la caracterización dimensional y geométrica de los mismos elementos con el propósito de garantizar la semejanza respecto al modelo base sobre el cual se determinaron los coeficientes de descarga, especialmente para elementos de diámetros pequeños. Complementariamente, los costos por el material, el tipo de mecanizado y los acabados de las toberas son muy superiores a los de una placa delgada.

En conclusión, los tres tipos de elementos citados (placas, toberas y Venturis) están en capacidad de brindar una buena protección a los medidores, siendo las placas la solución más económica y los Venturis la más costosa, siendo las toberas un estadio intermedio en materia de costos. Las placas no deberían usarse en sistemas que de manera frecuente y prolongada van a estar sometidos a condiciones de flujo crítico, a menos que el proceso aguas abajo admita o tolere una alta caída de presión, en el mismo orden de ideas, en aquellos casos en los que la pérdida de presión sea un factor determinante para la selección, es mejor optar por una tobera o en caso extremo por un Venturi.

### 5.2 Diseño

Los aspectos relativos al diseño de elementos de flujo crítico pueden consultarse en las siguientes referencias:

- AGA Report No. 7 "Measurement of Natural Gas by Turbine Meter"
- ISO 9300 "Measurement of gas flow by means of critical flow Venturi nozzles"
- ANSI/ASME MFC-7M "Measurement of Gas Flow by Means of Critical Flow Venturi Nozzles"

Usualmente, los diámetros de orificios y gargantas en los elementos para restricción de flujo se diseñan para un caudal máximo que excede un 20% la capacidad máxima nominal del medidor (120%), esto debido a que los medidores mecánicos como turbinas y rotativos están en capacidad de soportar sobrecargas de flujo de esa magnitud, durante períodos de tiempo cortos y poco

frecuentes, sin generar daños o afectación significativa de su desempeño.

En el caso de las placas delgadas, es tan importante el apropiado diseño del diámetro del orificio como del espesor de la placa. En primer lugar, el espesor total de la lámina debe soportar estructuralmente la fuerza generada por la diferencia de presiones entre la entrada y la salida del elemento de restricción; si el espesor de la placa es insuficiente ésta se puede curvar hasta deformarse permanentemente, alabeándose en forma de cono truncado alrededor del orificio, con lo cual se perderían las características geométricas del elemento y por ende su caudal limitado de referencia. En segundo lugar, el espesor del orificio para una placa delgada no debe superar el valor límite de 0,125 en la relación entre el espesor del orificio y el diámetro del orificio, de lo contrario no puede considerarse como una “placa delgada” y por lo tanto los coeficientes de descarga no se van a ajustar a los modelos correspondientes, pasando a ser una placa gruesa o una tobera cilíndrica como se mencionó en las secciones precedentes. En estos casos se requiere obligatoriamente diseñar y maquinar un bisel en la cara aguas abajo de la placa como se muestra en la Figura 1 (derecha). El bisel se diseña de forma tal que el espesor del orificio sin biselar, alcance el valor necesario para cumplir con la relación de 0,125 citada.

El espesor total de la lámina usada para la construcción de placas delgadas depende del tamaño del medidor y del diámetro de la tubería sobre la cual se instalan, requiriéndose un mayor espesor para los tamaños de tubería más grandes. En la práctica, las láminas usadas para medidores desde 2” (DN 50) hasta 6” (DN150) -inclusive- son de un espesor típico de 3mm, mientras que en el caso de medidores de mayor tamaño pueden llegar a requerir espesores mayores a 10 mm (P. Ej. Para medidores de diámetros superiores a 16” (DN 400)).

### 5.3 Construcción

Uno de los aspectos más importantes en la construcción de los elementos de restricción de flujo es el diámetro del orificio o la garganta, el cual debe corresponder fielmente al diámetro obtenido mediante cálculo, para asegurar que cumpla bien su propósito como dispositivo limitador de caudal, protegiendo adecuadamente el medidor.

En la construcción de las placas se debe tener especial cuidado con la calidad del borde de ata-

que del orificio; este borde debe ser recto (90°) y además debe caracterizarse por poseer filo, es decir que el borde no sea romo, de lo contrario no se obtendría un coeficiente de descarga equivalente al de los estudios que lo soportan, siendo posible que el caudal máximo a través del orificio aumente. Otros aspectos relevantes en la construcción tienen que ver con garantizar que las placas sean completamente planas y que su superficie sea lisa.

Los elementos para restricción de flujo tipo placa generalmente se fabrican en acero inoxidable 304. Por otra parte, las toberas y los Venturis se fabrican usualmente en acero inoxidable 316 dado que este material brinda la posibilidad de obtener mejores acabados superficiales a través de procesos de pulido.

En el caso de las placas, generalmente se suelda un asta, visible luego de su instalación entre bridas, sobre la cual se graban aspectos relevantes a la misma, tales como el diámetro del orificio, el caudal máximo, el material de fabricación, una identificación para determinar su correcta orientación con respecto al flujo (bisel aguas abajo), un registro de identificación o “TAG”, entre otros.

Al finalizar por completo su construcción, todos los elementos para restricción de flujo deben someterse a una inspección dimensional con el fin de determinar si los aspectos geométricos característicos tales como los diámetros de orificio o garganta, espesores, biseles y curvaturas, entre otros, cumplen con las condiciones del modelo original y satisfacen rigurosamente los criterios de semejanza dimensional y que por lo tanto están en capacidad de reproducir fielmente el caudal máximo bajo condiciones de flujo crítico, asegurando una completa protección del medidor.

Dependiendo de las circunstancias, si un elemento de restricción no satisface los requisitos de semejanza dimensional citados anteriormente, es necesario que sean sometidos a pruebas de laboratorio para establecer sus condiciones de desempeño características y particulares.

## 6. Instalación y uso de elementos para restricción de flujo de gas

A continuación se presentan algunos aspectos relevantes a tener en cuenta con respecto a la instalación y uso de elementos para restricción de flujo de gas:

- Todos los elementos de restricción, independientemente de su diseño, forma o naturaleza se deben instalar aguas abajo del medidor, nunca aguas arriba.
- En el caso de las placas delgadas que requieran bisel para cumplir con la relación entre el espesor y el diámetro del orificio, el bisel debe apuntar aguas abajo.
- Típicamente los elementos para restricción de flujo de gas se instalan entre un par de bridas, considerando sus respectivos empaques para asegurar la hermeticidad del sistema.
- Las toberas y los Venturis son elementos robustos que dependiendo del diámetro de la tubería pueden llegar a tener un peso elevado; por esta razón se debe considerar la instalación de soportes adecuados para evitar transmitir esfuerzos y causar deformaciones a la tubería y al medidor.
- En el caso de los medidores tipo turbina, los elementos para restricción de flujo deben localizarse a una distancia mínima de 5 diámetros nominales de tubería, medidos aguas abajo de la brida de salida del medidor.
- En el caso de los medidores rotativos y de aquellas instalaciones de medidores tipo turbina diferentes a la recomendada en [1] (que no cuentan con un tubo de medición aguas abajo del medidor), los elementos de restricción de flujo no deben instalarse directamente acoplados al medidor. Una instalación directa al medidor rotativo facilitará la acumulación de polvo, suciedad y residuos entre el elemento de restricción, las cámaras internas del medidor y los lóbulos, facilitando la generación de fallas por atascamiento. Por otra parte, en el caso más extremo de instalación, las turbinas pueden requerir aguas abajo de una distancia mínima (P. Ej. 2D) o un accesorio libre (P. Ej un codo), aunque en este aspecto es necesario consultar las recomendaciones específicas de cada fabricante.
- Es conveniente hacer inspecciones periódicas internas del elemento de restricción. Esto con el fin de evaluar si sus características geométricas y dimensionales no han variado (P. Ej. Filo del borde de ataque, variación del diámetro de la garganta, rugosidad superficial, etc.). También para verificar que no se ha atrapado ningún material extraño y que está en óptimas condiciones de limpieza. Una práctica recomendada es hacer seguimiento a la operación del medidor (caudal) y a la caída de presión a través del elemento de restricción para evaluar si es necesario ampliar de capacidad el sistema de medición.

#### BIBLIOGRAFÍA

- [1] American Gas Association, AGA Report No. 7, Measurement of Natural Gas by Turbine Meter, 2006
- [2] Arnberg, B.T., Review of Critical Flowmeters for Gas Flow Measurements, ASME Journal of Basic Engineering, 1962
- [3] Cunningham, R.G., Orifice Meters with Supercritical Compressible Flow, Trans. ASME, Vol. 73, pp. 625-638, 1951
- [4] ISO 9300:2005 Measurement of gas flow by means of critical flow Venturi nozzles, 2005

*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.

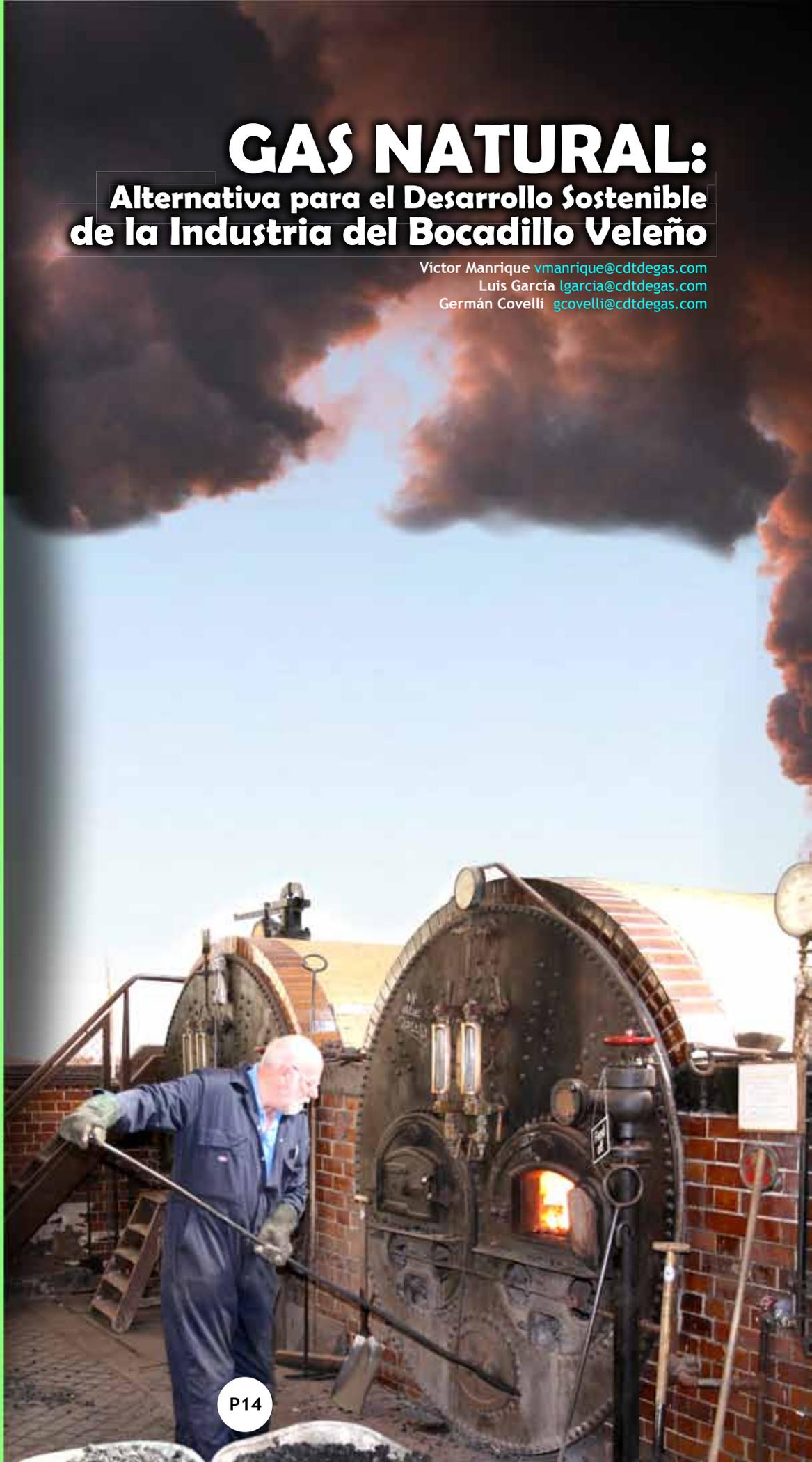
En esta sección, cada semestre, expertos nacionales y/o extranjeros, ofrecerán artículos técnicos que buscan sensibilizar a nuestros lectores, acercándolos con conocimiento, a la aplicación de la metrología en las diferentes actividades de nuestra sociedad.

## **GAS NATURAL:** **Alternativa para el Desarrollo Sostenible** **de la Industria del Bocado Veleño**

Víctor Manrique [vmanrique@cdtdegas.com](mailto:vmanrique@cdtdegas.com)

Luis García [lgarcia@cdtdegas.com](mailto:lgarcia@cdtdegas.com)

Germán Covelli [gcovelli@cdtdegas.com](mailto:gcovelli@cdtdegas.com)



## 1. INTRODUCCIÓN. PRODUCCIÓN MÁS LIMPIA Y DESARROLLO SOSTENIBLE.

La *Producción más Limpia* es una estrategia ambiental preventiva, que aplicada de manera continua e integral posibilita el desarrollo económico sectorial sin agotar la base de recursos naturales, y sin afectar el medio ambiente. [1] Esta es la visión del *Desarrollo Sostenible* adoptada en el país con la Constitución de 1991 y se ha alineado con consensos internacionales más amplios de preocupación por el medio ambiente y el calentamiento global, como el Protocolo de Montreal, y el Protocolo de Kioto entre otros.

Bajo los lineamientos de *Desarrollo Sostenible*, desde el año 2001 se declaró la Política Nacional de Uso Racional de la *Energía -URE* [2] como un asunto de interés social, público y de conveniencia nacional. A pesar de los avances que se han dado, todavía existen importantes oportunidades de optimización energética en las cadenas de combustión y frío, especialmente en la pequeña y mediana industria.

Con el apoyo de COLCIENCIAS/SENA, y considerando que dentro de su Misión, la Corporación busca contribuir con el bienestar social, el incremento de la competitividad en los sectores productivos y la preservación del medio ambiente, el Centro de Desarrollo Tecnológico de Gas -CDT de GAS- se trazó el objetivo de impactar en los procesos productivos de la región, apoyándose en la Aplicación de la Metrología para proyectar y desarrollar soluciones de Reconversión Tecnológica en procesos de consumo energético intensivo.

En ese sentido, después de realizar un “*Estudio de Caracterización de las Necesidades Regionales*

en materia de energía y fluidos”[3], se identificó que la cadena productiva del bocadillo Veleño es de gran importancia socio-económica para la región, pero tiene dificultades en el manejo eficiente de la energía, por las barreras socioculturales, técnicas y económicas que dificultan la apropiación de nuevas tecnologías.

## 2. PROCESO PRODUCTIVO DEL BOCADILLO VELEÑO EN SANTANDER.

El bocadillo *Veleño* es una pasta dulce a base de guayaba. Anualmente, en las regiones de Vélez y Ricaurte se produce entre 24.000 y 35.000 toneladas de bocadillo de guayaba, con un volumen anual de negocios de alrededor de USD24'000.000[4]. El proceso de fabricación básicamente consiste en la cocción de la pulpa con azúcar, hasta alcanzar su textura y consistencia característica. Previamente la fruta se escalfa (inmersión rápida en agua hirviendo) para eliminar microorganismos patógenos y ablandarla, y luego se despulpa para separar las semillas y la corteza. (Ver Fig. No. 1)

Después de que se alcanza el “*punto*” de cocción, el bocadillo se vierte en moldes para que se enfríe, y luego se corta en sus diferentes presentaciones. Por lo general, se combinan diferentes variedades de guayaba, con dulce de otras frutas (mora, fresa, etc.) y *arequipe*. Tradicionalmente, el empaque individual se hace en hojas secas de *bijao*, y en cajitas de madera (Ver Fig. No. 2). [5]

La cocción se realiza en *marmitas de vapor directo* con calderas a carbón, como se observa en la Fig. No. 3 . En la región se ha masificado el uso de carbón y leña por su abundancia y



Figura 1. Proceso de Fabricación de Bocadillo Veleño

precios relativamente bajos, cuando se compara respecto a otros combustibles como el gas natural. De acuerdo a lo que se evidenció en sitio, estas calderas se re-construyen empíricamente, o se adaptan y reutilizan a partir de calderas obsoletas de otras industrias y en algunos casos se tornan inseguras, sobre-dimensionadas, e ineficientes. Esto implica bajos índices de producción [kg-producto/kg-combustible], y altos riesgos laborales (explosión, incendio) y de salud ocupacional como enfermedades respiratorias y quemaduras para las personas que viven y trabajan en las fábricas de bocadillo, como lo ha reseñado CORPOICA en sus estudios[6].

Si bien el carbón es un importante recurso energético, es común que en la región se quemé en condiciones que no aseguran la mejor eficiencia en su combustión, y sin medidas de Final de Tubo<sup>1</sup> que controlen la contaminación. A pesar de que actualmente se está reemplazando el carbón por biomasa (leña), que incluso es gratis, no representa la mejor solución pues sin planes de explotación sostenible se generan graves problemas de deforestación. Por otra parte, aunque en la Región de Vélez existe suministro de gas natural domiciliario, las relativas altas tarifas y la baja cobertura han llevado a que la penetración del gas natural en la Industria del Bocadillo sea prácticamente nula.

### 3. MARMITA AUTOGENERADORA DE VAPOR A GAS NATURAL.

Ante esta situación, la Corporación “CDT de GAS” asumió el desafío de desarrollar una alternativa tecnológica que permitiera, bajo el análisis costo/beneficio, el reemplazo de las calderas a carbón y leña en la Industria del Bocadillo. Se partió de la premisa, de que la necesidad real es la cocción a temperatura controlada, y no la



Figura 2. Presentación tradicional del Bocadillo Veleño

<sup>1</sup> Medidas para el control de las emisiones que se generan inevitablemente, o que no se pueden eliminar desde el proceso productivo. Estas medidas se aplican directamente a la chimenea, e incluyen sistemas de monitoreo, filtros, unidades de tratamiento de las emisiones, entre otras.



Figura 3. Marmitas de Vapor directo, con Calderas a Carbón.

generación de vapor, (ya que el vapor no se utiliza en ningún otro proceso de la producción de bocadillo), y por lo tanto se enfocó el problema hacia el equipo de cocción a vapor (y no hacia la caldera). Después de generar un estudio de Estado del Arte se encontró que dentro de las Mejores Tecnologías Disponibles para la cocción con vapor indirecto, las marmitas autogeneradoras de vapor son una solución viable para esta industria.

Estas marmitas generan su propio vapor, es decir, no requieren suministro desde una caldera externa (Ver Fig. No. 4). Los gases de combustión calientan directamente por Radiación y Convección un recipiente hermético que contiene agua, y luego el vapor generado se condensa en la pared del recipiente que contiene los alimentos. Así, el calor se transfiere uniformemente, y la temperatura es controlada por la presión de saturación del sistema agua + vapor húmedo.

El estudio del Estado del Arte permitió conocer que, aunque en el país existe una creciente industria de fabricación de equipos industriales para cocción, y que existen algunos desarrollos independientes de marmitas eléctricas entre empresas y universidades[7], aún no se conciben estrategias sectoriales en donde la Ciencia, la Tecnología y la Innovación se hagan presentes. En este sentido, no se evidenció que para el diseño, fabricación y validación de las características de los equipos, se aplique la totalidad de requisitos técnicos de desempeño y seguridad, (salvo casos aislados) evidenciándose, como resultado, bajas eficiencias y muy poca integración con el proceso productivo. Inclusive se observó, que muy seguramente por sus altos costos, generalmente las marmitas se construyen en talleres empíricos de metalmecánica. Por otra parte, las marmitas autogeneradoras de fabricantes internacionales son muy costosas por los altos niveles de tecno-



Figura 4. Producción descentralizada con Marmitas a Gas Natural

logía empleados, y por esa razón resultan inaccesibles para la mayoría de PyMEs bocadilleras.

Considerando las anteriores premisas, la Marmita Autogeneradora de Vapor (Ver Fig. No. 5). fue diseñada por el CDT de GAS, de acuerdo a los Requerimientos de Desempeño de la Norma ASTM-F1602, teniendo en cuenta la normatividad técnica para recipientes a presión y generadores de vapor, (ASME BPVC -Código de Calderas y Recipientes a Presión) e incluyendo los elementos de control y de seguridad de los gasodomésticos comerciales, de acuerdo a las Normas Técnicas Colombianas aplicables.

El desarrollo de la Marmita incorporó la experiencia y conocimiento de los profesionales de la Corporación CDT de GAS que hacen parte del Área de Energía (Tecnologías de combustión de Gas Natural), apoyados por el “Grupo de Investigación en Metrología de Fluidos” (con el acompañamiento de docentes de Ingeniería Mecánica de la Universidad Industrial de Santander, vía Proyecto de Grado[8]), para obtener un equipo eficiente y a la medida del proceso productivo del bocadillo.

Se pretende entonces, que mediante la promoción de la utilización masiva de Marmitas Autogeneradoras de Vapor se provea una Tecnología Socialmente Apropiada, considerando que la reconversión a gas natural contribuirá al Desarrollo Sostenible de la industria bocadillera, con mejores condiciones de seguridad laboral y salud ocupacional para sus trabajadores.

### 3.1 Ventajas para el Proceso Productivo con marmitas a gas.

La operación con marmitas a gas descentraliza y flexibiliza la producción, pues solo se encienden las marmitas que sean estrictamente necesarias para la producción requerida, especialmente en las temporadas en que no hay cosecha, y la disponibilidad de materia prima es mínima. De

esta manera no es necesario encender y operar, todo el tiempo, con una caldera central, sobredimensionada e ineficiente. Esta estrategia de producción se basa en el modelo de Generación Descentralizada [9], que propone, por otra parte, que la generación de energía (vapor, en este caso) debería estar tan cerca como sea posible del punto de uso final, para eliminar las pérdidas por distribución. En el caso de una marmita a gas, el equipo de generación y el de uso final son uno solo.

Además, con marmitas a gas se logra una adecuada gestión de la presión[10] teniendo en cuenta que cuando se opera un sistema de vapor de alta presión (como una Caldera) para suplir pérdidas por distribución, fugas, condensación, etc. se demandan consumos más altos de energía[11], y equipos más robustos. En su lugar, las marmitas autogeneradoras operan de forma intrínsecamente segura con la presión mínima y suficiente para un proceso de cocción a temperatura moderada.

### 3.2 Eficiencia energética de la Marmita, según ASTM-F1785

La eficiencia energética de la marmita es un indicador de la energía que se aprovecha en relación a la energía que se consume. Es un parámetro determinante, pues permite proyectar los consumos de energía en base a los requerimientos del proceso, así como evaluar los potenciales de reducción del consumo por cambio de tecnología[12].



Figura 5. Marmita auto-generadora de vapor diseñada por el CDT de GAS

Para marmitas autogeneradoras de vapor, la eficiencia se evalúa de acuerdo con la norma ASTM F1785. El método que plantea esta norma para evaluar la eficiencia es un método directo, y no permite evaluar ni conocer las diferentes pérdidas de energía, pues únicamente se necesita conocer la salida útil, sobre la entrada neta de energía (gas consumido).

La salida útil es la energía efectiva que llega al producto, en forma de Calor Sensible, es decir, la energía que se necesita para aumentar la temperatura del producto. Por otra parte, la entrada neta es la energía total que ingresa a la marmita en forma de Energía Química almacenada en el gas natural, y que posteriormente se libera como Energía Térmica tras la combustión<sup>2</sup>.

$$\eta = \frac{\text{Energía aprovechada}}{\text{Energía consumida}} = \frac{\text{Calor sensible del producto}}{\text{Energía química del combustible}}$$

### 3.3 Metrología Aplicada a la Evaluación de su Desempeño Energético (Caracterización)

Considerando las bondades de la aplicación de la metrología, para la Marmita Autogeneradora desarrollada se determinó, con un 95% de confiabilidad, una eficiencia de calentamiento del  $[53,57 \pm 1,78]$  % de acuerdo al Procedimiento ASTM-F1785 y con mediciones aseguradas metrologicamente dentro del esquema de Gestión de Calidad ISO-17025:2005, Requisitos Generales para la Competencia de Laboratorios de Calibración y Ensayos<sup>3</sup>.

Con el conocimiento de la incertidumbre asociada a la eficiencia, se proyectan de mejor forma los costos de operación, y de esta manera, se disminuye el riesgo asociado a la toma de decisiones para inversión en proyectos de cambio de tecnología.

Por otro lado, la determinación metrologicamente confiable de la eficiencia, facilita la comparación contra estándares internacionales (benchmarking), y permite la evaluación de la

<sup>2</sup> La energía útil en forma de Calor Sensible se mide como el aumento de temperatura de una masa conocida de agua. La energía consumida se mide como el producto del volumen consumido de gas natural, por su correspondiente Poder Calorífico.

<sup>3</sup> Certificado 10-LAB-013 Organismo Nacional de Acreditación de Colombia ONAC.

<sup>4</sup> A la fecha está pendiente de aprobación por parte del Ministerio de Minas, y del Ministerio de Comercio.

<sup>5</sup> La eficiencia térmica es un indicador de la energía aprovechada efectivamente para la generación de vapor, y de la energía que se pierde en los gases de combustión que escapan por la chimenea. No tiene en cuenta las pérdidas por convección y radiación.

<sup>6</sup> Las marmitas eléctricas tienen eficiencias muy altas, pues siempre es más fácil convertir energía eléctrica en Calor, que en cualquier otra forma de trabajo útil

conformidad con las Normas actuales, y a futuro con el Reglamento Técnico de Eficiencia Energética<sup>4</sup> para etiquetado con fines comerciales. Este parámetro de comparación es muy importante, dado que los empresarios deben considerar el desempeño energético de sus equipos como un parámetro de selección, ya que les permite reducir los costos de operación asociados a la energía y así amortizar mejor su inversión inicial en cambio de tecnología.

En términos del análisis de los resultados, el nivel de eficiencia obtenido se constituyó en un éxito para este tipo de marmitas, en relación a su capacidad (80litros) al ser comparado contra el estudio de Benchmarking presentado en el Informe Appliance Technology Assessment -Steam Kettles del Food Service Technology Center[13], pues las eficiencias típicas están del orden de 39% para marmitas de 37,8litros (10gal) hasta 54% para 151,4litros (40gal). (Ver Fig. No. 6) Por su parte, se determinó igualmente una eficiencia térmica<sup>5</sup> promedio de  $[80,97 \pm 0,07]$  %, representado en muy bajas emisiones de CO ( $107 \pm 4$ ppm) y una baja temperatura de los gases de salida  $[160,78 \pm 0,82]$  °C.

## 4. PERSPECTIVAS Y OPORTUNIDADES PARA LA RECONVERSIÓN TECNOLÓGICA A GAS.

Los principales estímulos que pueden tener las empresas para adoptar estrategias de producción más limpia están relacionadas básicamente con el cumplimiento de la normatividad, el aumento de la productividad, las exigencias del mercado, las políticas estatales, diversos factores macroeconómicos externos y otros, como por ejemplo, la ética ambiental y la responsabilidad social empresarial. [12]

La primera motivación para la reconversión tecnológica es el cumplimiento de la normatividad legal ambiental y de seguridad ocupacional. En ese sentido, las calderas a carbón de la región están muy por debajo de cumplir los estándares de desempeño energético, así como de normatividad ambiental (Resolución 909 de 2008), y de

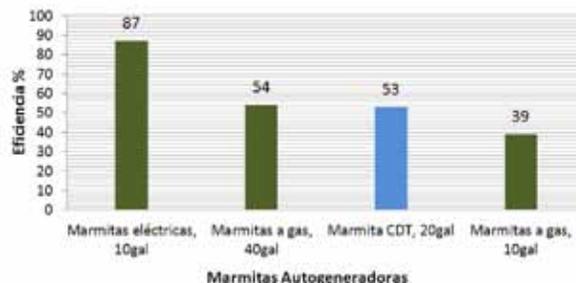


Figura 6. Comparación de Niveles de Eficiencia entre Marmitas Autogeneradoras<sup>6</sup>.

seguridad laboral (Reglamento Técnico de Calderas<sup>7</sup>).

Una segunda motivación está relacionada con las exigencias de mercado. Actualmente los consumidores han cambiado sus hábitos de consumo, añadiendo la conciencia ecológica a sus demandas de calidad. Una estrategia de producción más limpia brinda a las Asociaciones de Bocardilleros, como ASOVELEÑOS, la oportunidad de obtener Certificados Verdes para sus productos, y de esta manera se amplían sus opciones comerciales a nuevos mercados internacionales.

A pesar de las bondades de un proceso de reconversión tecnológica, los mecanismos de mercado, por sí mismos, no son suficientes para impulsar este proceso. Frente a esto, es vital la articulación institucional que permita la formulación general de un Programa de Reconversión a Tecnologías Limpias -PRTL alineado con las estrategias existentes de apoyo al sector, como la Mesa gestora de la Cadena productiva Regional de la Guayaba y su industria, y las iniciativas de cooperación internacional para mitigación de cambio climático, bajo los esquemas de Mecanismos de Desarrollo Limpio.

## 5. CONCLUSIÓN

La metrología como ciencia transversal a todas las ciencias y técnicas, es una herramienta muy útil para la adecuada caracterización energética de los equipos de consumo de gas natural (y en general de cualquier otro combustible), pues permite determinar y validar confiablemente su desempeño. En este sentido, para la Corporación es un reto extender la Metrología Aplicada hacia la proyección de soluciones de eficiencia energética para la Pequeña y Mediana Industria, como una forma de contribuir hacia el Desarrollo Sostenible en la región.

Las marmitas autogeneradoras de vapor a Gas Natural, son una alternativa viable para la Industria del Bocardillo Veleño, y en general para las industrias tradicionales de dulces semielaborados de fruta y leche, que son muy típicas en nuestro país. Sin embargo, todavía existen numerosas barreras institucionales, económicas, técnicas e incluso socioculturales que dificultan un proceso de reconversión tecnológica para una industria empírica y tradicional como la del bocardillo Veleño.

Por esta razón, es necesario un apoyo institucional articulado entre las entidades investigativas,

ambientales y empresas privadas del sector Gas Natural para continuar con la investigación aplicada y el desarrollo tecnológico orientado a generar soluciones eficientes para la promoción del gas natural.

## Agradecimientos.

Agradecimientos especiales a los Profesionales del área de “Metrología de Fluidos” de la Corporación “CDT de GAS”, al Centro de Desarrollo Productivo de Alimentos -CDPA, adscritos a la Universidad Industrial de Santander UIS, al Centro de Investigación para el Mejoramiento Productivo de la Panela -CIMPA de CORPOICA, y a la Fábrica de Bocardillo “La Veleñita”, de la asociación ASOVELEÑOS por su vital apoyo y colaboración para el desarrollo de la marmita autogeneradora.

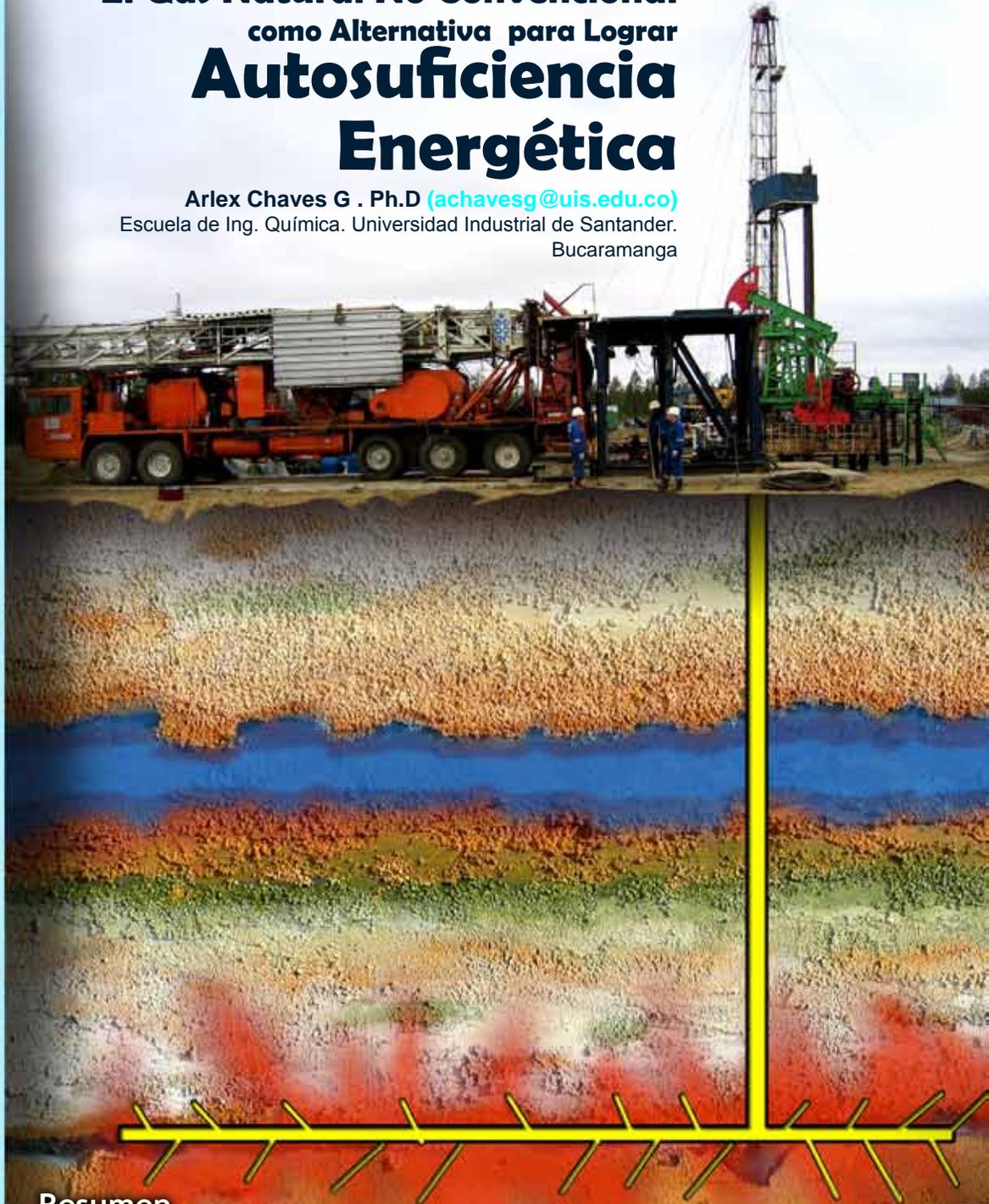
## REFERENCIAS

- [1] F. BALKAU y J.W. SHEIJGROND, Producción más Limpia. Un paquete de recursos de capacitación., México: PNUMA, 1999.
- [2] República de Colombia, Ley 697 de 2001. Mediante la cual se fomenta el uso racional y eficiente de la energía, se promueve la utilización de energías alternativas y se dictan otras disposiciones., 2001.
- [3] J.C. GOMEZ, Análisis de Necesidades Regionales en materia de Fluidos y Energía, Bucaramanga, Santander: COLCIENCIAS/CDT de GAS, 2008.
- [4] Acuerdo Regional de Competitividad. Cadena Productiva de la Guayaba y su Industria. Boyacá y Santander, Barbosa, Santander. Colombia: 2007.
- [5] L.E. PRADA, Producción de Bocardillo Veleño, Barbosa, Santander. Colombia: CORPOICA, 2004.
- [6] G.R. RODRIGUEZ BORRAY, Estudio del Sistema agroalimentario Localizado SIAL, de la concentración de fábricas de bocardillo de guayaba en las Provincias de Vélez y Ricaurte en Colombia, CORPOICA, 2005.
- [7] «Agencia de Noticias EAFIT», Un prototipo muy eficiente para la preparación de alimentos., 2009
- [8] V. MANRIQUE, L. GARCÍA, y J. CHACÓN, «Diseño y Construcción de una Marmita Autogeneradora de Vapor, como alternativa para la Reconversión Tecnológica de la Industria del Bocardillo en Vélez, Santander», Proyecto de Grado, UIS- Ingeniería Mecánica, 2011.
- [9] K. ALANNER y A. SAARI, «Distributed energy generation and sustainable development», Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 10, 2006, págs. 539-558.
- [10] B. CAPEHART, «Steam Distribution Systems», Guide to energy management, Lilburn GA: Fairmont Press; CRC Press, 2008.
- [11] Steam Pressure Reduction: Opportunities and Issues, Washington: U.S. Department of Energy. EERE, 2005.
- [12] C.A. ARANGO, Producción más Limpia. Conceptos sobre Motivaciones y Obstáculos para su implementación en Colombia, Medellín: Centro Nacional de Producción más Limpia, CNPML, 2000.
- [13] D. FISHER, Commercial Cooking Appliance Technology Assessment, EEUU: Food Service Technology Assessment FSTC, 2002.

<sup>7</sup> Pendiente de aprobación por parte del Ministerio de Minas y Energía, y el Ministerio de Protección Social.

## El Gas Natural No Convencional como Alternativa para Lograr **Autosuficiencia Energética**

Arlex Chaves G . Ph.D ([achavesg@uis.edu.co](mailto:achavesg@uis.edu.co))  
Escuela de Ing. Química. Universidad Industrial de Santander.  
Bucaramanga



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

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

### Resumen

En la actualidad muchos países a nivel mundial son dependientes de las importaciones de combustibles fósiles para suplir la demanda interna de energía. Tal situación acompañada por el decrecimiento de las reservas de petróleo, la concentración de las mayores reservas en unos pocos países, problemas geopolíticos y la demanda creciente de combustibles, han resultado en precios del petróleo inestable y con tendencia al alza lo que se ha traducido en vulnerabilidad del suministro energético para muchos países. Ante esta situación, el desarrollo de campos no convencionales de gas se ha convertido en una posibilidad con un alto potencial para la obtención de autosuficiencia energética. En este campo, los Estados Unidos son líderes en las tecnologías de fracturamiento hidráulico y de perforación de pozos en dirección horizontal lo que le ha permitido acceder a fuentes de gas natural asociado a mantos de carbón, esquistos y arenas compactas. En este desarrollo, no obstante, han surgido serias dudas sobre los efectos ambientales y de salud pública asociada al fracturamiento hidráulico y de la rentabilidad actual de extracción versus los gastos de producción y limitaciones técnicas que aún persisten en la producción de gas no convencional.

1. INTRODUCCIÓN

La creciente demanda de energía a nivel mundial está íntimamente relacionada al crecimiento de la población y al crecimiento del ingreso per cápita. Según, los datos estadísticos y de prospectiva presentados por BP [1], desde el año 1900, la población mundial se ha cuadruplicado. Así mismo, los ingresos reales de la gente han crecido por un factor de 25 y el consumo de energía primaria por un factor de 22.5. Este mismo documento, predice que en el periodo comprendido entre los años 2009 al 2030 la población mundial crecerá en 1.4 billones y que los ingresos reales a nivel mundial crecerán un 100% y por tanto el consumo de energía primaria a nivel mundial crecerá un 39% jalonado principalmente por el crecimiento económico de países como China e India. Adicionalmente, se estima que la participación del gas natural y los combustibles renovables en la matriz energética mundial crecerá a expensas del petróleo y el carbón como se puede observar de la Figura 1.

De la Figura 1, se puede observar que el único combustible fósil que se prevé aumentará en participación en la matriz energética mundial es el gas natural. Esta situación es motivada por el carácter relativamente limpio del gas natural en comparación al carbón y el petróleo, lo que ha impulsado la creación de una serie de políticas ambientales a nivel mundial para favorecer su consumo con miras a disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero y sus efectos de calentamiento global. La tabla 1, presenta datos de emisiones para la combustión de gas natural, petróleo y carbón. Una comparación de estos datos muestra que el gas natural produce aproximadamente la mitad de emisiones de CO<sub>2</sub> respecto al carbón y un 30% menos que el petróleo. Además, genera una menor cantidad de otras sustancias contaminantes del aire. Este hecho, hace del

Air Pollutant	(POUNDS/BILLION BTU OF ENERGY INPUT)		
	Combusted Source		
	Natural Gas	Oil	Coal
Carbon dioxide (CO <sub>2</sub> )	117,000	164,000	208,000
Carbon monoxide (CO)	40	33	208
Nitrogen oxides (NO <sub>x</sub> )	92	448	457
Sulfur dioxide (SO <sub>2</sub> )	0.6	1,122	2,591
Particulates (PM)	7.0	84	2,744
Formaldehyde	0.750	0.220	0.221
Mercury (Hg)	0.000	0.007	0.016

Tabla 1. Datos de emisiones contaminantes generadas por la combustión de gas natural, petróleo y Carbón. [3]

gas natural, el combustible fósil preferido para la generación de energía con baja producción de gases de efecto invernadero. Adicionalmente la transición del uso de combustibles fósiles hacia energías renovables y limpias todavía necesita de considerable tiempo e investigación para que sea más eficiente y económica [2].

Así mismo, este crecimiento se verá favorecido por el creciente mercado internacional de Gas Natural Licuado (GNL) que ha permitido el transporte de gas a nivel intercontinental a precios competitivos. En la actualidad, a nivel mundial existe una capacidad instalada para licuefacción de 200 Billones de Metros Cúbicos por año (BCMA) y de regasificación sobre los 700 BCMA y se espera que siga fortaleciéndose en los próximos años [4].

Por otro lado, las reservas más grandes de combustibles fósiles en especial las de petróleo y gas natural se encuentran concentradas en unos pocos países con algún grado de inestabilidad política, lo cual hace vulnerable el suministro de energía y desestabiliza el precio de los combustibles, (Figura 2.) A este hecho se suma el aumento de la demanda global en comparación al suministro ya sea por tensiones geopolíticas y/o las mayores demandas energéticas para el desarrollo de países emergentes como China e India. Esta situación, pone en riesgo el adecuado suministro de combustibles a los países netamente importadores. Para aumentar la complejidad de la situación, se suma el hecho que las reservas de combustibles fósiles convencionales a nivel mundial han empezado a declinar. Para el caso del gas natural, estadísticas de la International Energy Administration (IEA), muestran que de los 22 países Europeos pertenecientes a la OECD solamente Noruega, Dinamarca y Holanda tienen reservas suficientes para suplir la demanda interna y que el resto de países Europeos se convertirán en netos importadores de gas natural [4]. Análisis de prospectiva muestran que para el 2030 las reservas de gas natural convencional en Europa disminuyan de forma tal, que sólo el 20%

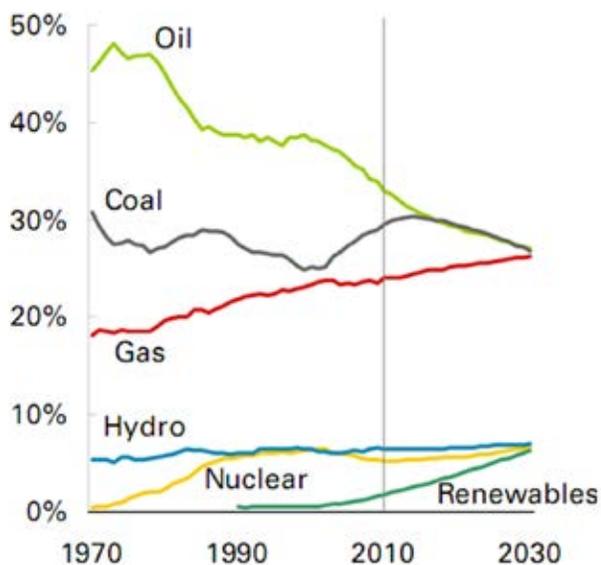


Figura 1. Participación actual y prospectiva al 2030 de energía primaria a nivel mundial [1].

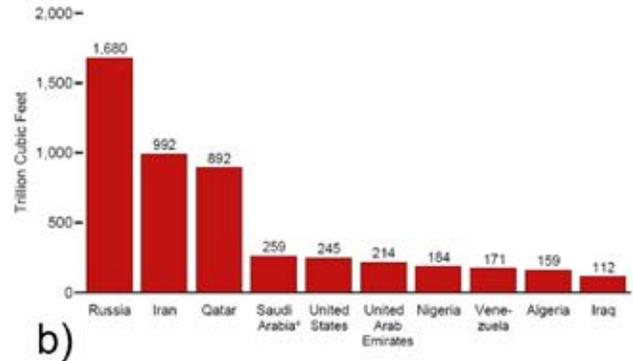
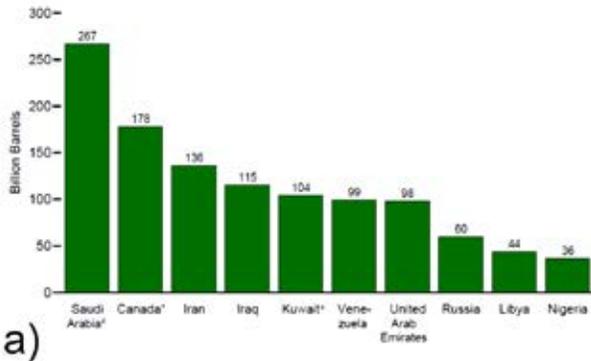


Figura 2. Histograma muestran a) las reservas de petróleo crudo y b) gas natural por país a enero del 2011. Tomadas de referencia [5]

de la demanda interna de los países que la conforman pueda ser cubierta por la producción interna y que el 80% restante, deba ser importado de Rusia y gradualmente en una mayor proporción de otros países no Europeos a través de gasoductos y GNL, Figura 4.

Una situación similar ha sido reportada en Estados Unidos para el caso del petróleo. Según la AEI [5], Estados Unidos ha importado petróleo desde antes de 1950 con el fin de satisfacer su demanda interna; situación que se ha intensificado por la continua disminución de sus reservas desde aproximadamente el año 1950. En el caso del gas natural, Estados Unidos fue autosuficiente hasta aproximadamente 1961 y desde entonces ha tenido que recurrir a importaciones, Figura 4.

No obstante, y a diferencia del caso del petróleo, las reservas probadas de gas natural han aumentado desde aproximadamente 1997, gracias a la explotación de gas no convencional en especial el proveniente de arenas compactas, gas metano asociado al carbón y gas de esquistos [6]. En el 2009, la producción de gas natural seco a partir de fuentes no convencionales tuvo la siguiente participación: 6.59

trillones de pies cúbicos correspondiente al 31.4% de la producción total provenientes de fuentes de arenas compactas, 3.28 trillones de pies cúbicos correspondientes al 15.6% de la producción obtenido desde rocas de esquistos y 1.8 trillones de pies cúbicos correspondiente al 8.6% obtenido desde gas asociado a mantos de carbón. Adicionalmente, se predice que el gas de esquistos aportará el 46.5 % de la producción de gas seco de los Estados Unidos en el año 2035 [5], Figura 5.

Estos desarrollos de campos no convencionales de gas natural han sido posibles debido a la combinación y desarrollo de técnicas para la perforación de pozos horizontales combinada con fracturamiento hidráulico y sobre todo el rápido incremento en los precios del gas natural [3]. Este boom de los fuentes no convencionales de gas ha permitido a los Estados Unidos cubrir su demanda de gas natural interna y se ha convertido en un modelo que otros países desean evaluar y usar para garantizar su independencia energética. No obstante, han surgido también serias controversias por parte de ciudadanos que residen cerca de estos campos de explotación y de sectores de la comunidad científica que alertan sobre la posible contaminación de fuentes hídricas subterráneas y superficiales producidas por los procesos usados para estimular el flujo (fracturamiento hidráulico) de gas natural a velocidades rentables para el negocio. Este documento pretende dar una visión general

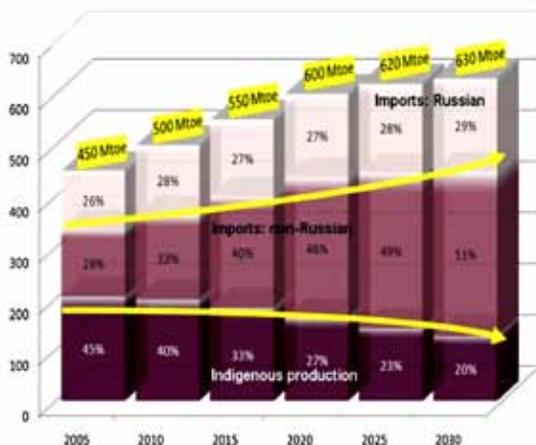


Figura 3. Demanda actual y futura de gas natural para 25 países Europeos (sin incluir Noruega). Adicionalmente se muestra la cantidad de gas producido y la cantidad que se importa desde Rusia y otros países no Europeos. (Mtoe es Millones de toneladas de petróleo equivalente). Figura tomada de la referencia [4]

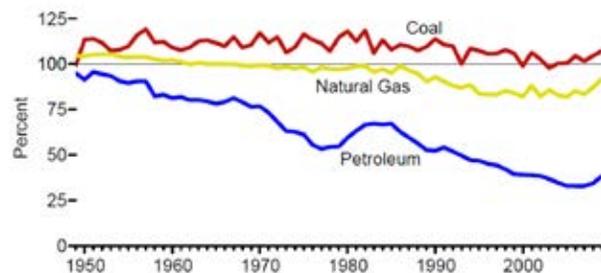


Figura 4. La figura muestra la producción de carbón, gas natural y petróleo para los Estados Unidos. Las curvas arriba del 100% muestran que la producción es suficiente para satisfacer la demanda interna. Es claro entonces, que Estados Unidos ha sido autosuficiente en carbón, lo fue hasta 1961 en gas natural y depende de las importaciones de petróleo desde antes de 1950. Fuente [5]

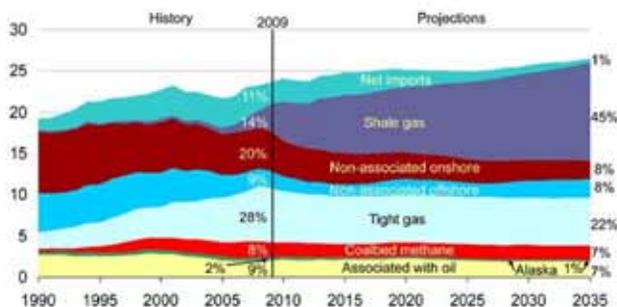


Figura 5. Valores históricos de las reservas probadas de gas natural humedo en los Estados Unidos. Fuente [6]

del potencial de las fuentes de gas natural convencional como un factor que puede redistribuir las reservas de gas natural a nivel mundial.

## 2. FUENTES DE GAS NATURAL NO CONVENCIONAL

Los reservorios de gas natural y petróleo se clasifican en convencionales y no convencionales dependiendo de la permeabilidad de la formación. Pozos en reservorios convencionales obtienen el gas desde arenas y carbonatos que poseen una red de poros interconectados que permiten que el gas ascienda con facilidad a la superficie a través del pozo. Por otro lado, reservorios de gas no convencional obtienen el gas desde formaciones de baja permeabilidad como arenas compactas, carbonatos, carbón y esquistos. En el caso de gas asociado a mantos de carbón y formaciones de esquistos el gas es obtenido de la roca misma. Debido a esta baja permeabilidad es necesario estimular la formación para obtener una mayor permeabilidad [3]. Como consecuencia de las características físicas de estas formaciones resulta necesario utilizar tecnología especializada y mayores recursos financieros para su extracción. Por una fuente de gas natural no convencional, se entiende todas aquellas fuentes de gas que se encuentran en depósitos no comunes y que por lo tanto necesitan de tecnología especializada y grandes recursos financieros para su extracción. La técnica más utilizada para acceder al gas desde fuentes no convencionales es el fracturamiento hidráulico. Teniendo en cuenta esta clasificación, las fuentes de gas no convencional han sido divididas en seis categorías: Gas de arenas compactas (tight gas sands), gas de esquistos (Shale Gas), gas asociado a mantos de carbón (Coalbed Gas), gas natural profundo (deep Natural Gas), hidratos de gas y zonas geopresurizadas. A continuación se da una breve descripción de los cuatro primeros [7]:

a. **Gas metano asociado al carbón (Coalbed Gas):** Muchas vetas de carbón tienen gas natural contenido en ellas mismas o en rocas alrededor de la formación. Este gas es formado en el mismo proceso geológico de generación del carbón y se encuentra a profundidades que están entre los 450 pies hasta mayores de los 10,000 pies. No obstante, por debajo de los 7,000 pies la per-

meabilidad de la formación, baja de forma tal, que no es económicamente eficiente su recuperación. Según un estudio realizado por EPA [8], la mayoría de las formaciones de gas asociadas a carbón necesitan de fracturamiento hidráulico para su producción. En principio, extraer el gas metano de los mantos de carbón es rentable cuando se puede recuperar aproximadamente 1.5-2m<sup>3</sup> de gas por tonelada de carbón [9]. Tradicionalmente, el metano asociado al carbón era considerado como una molestia y un riesgo en la industria del carbón el cual generaba peligro de explosión en las minas por acumulación. Para prevenir esta situación el metano era venteadado hacia la atmósfera generando contaminación.

- b. **Gas de arenas compactas (tight gas sands):** Este es gas natural atrapado en rocas duras o en formaciones de rocas de areniscas o piedra caliza de muy baja porosidad y permeabilidad y ubicado a profundidades que están en el rango de 1,200 a 20,000 pies y casi todos sus pozos requieren de fracturamiento hidráulico para su producción.
- c. **Gas de esquistos (Gas Shale):** Las formaciones de esquistos actúan como una fuente natural de gas y como un reservorio en el cual el gas permanece libre en los poros de las rocas y en las fracturas naturales, y/o absorbido sobre superficies naturales y en material orgánico. Los esquistos son rocas sedimentarias suaves que pueden ser fácilmente fracturadas en capas delgadas paralelas que se encuentran almacenadas a profundidades de entre 500 a 13,500 pies. Los costos de operación y de extracción del gas desde esquistos dependen de la formación del esquisto y claramente son superiores a los respectivos costos del gas convencional.
- d. **Gas natural profundo (deep Natural Gas):** Esta fuente de gas no convencional, se caracteriza (como su nombre lo indica), por estar situado a profundidades de aproximadamente 15,000 pies haciéndolo poco rentable económicamente para la industria, aun cuando ya existe la tecnología necesaria para su extracción.

## 3. Producción de gas no convencional

La necesidad de producción de gas natural, a una razón de flujo rentable, hace necesario una infraestructura considerable para la extracción de gas a partir de fuentes no convencionales. Básicamente, este tipo de gas se puede recuperar usando una combinación de dos técnicas: perforación horizontal y fracturamiento hidráulico.

a. **Pozos horizontales:** En la actualidad se utilizan técnicas de perforación vertical, horizontal y direccional (forma de S) para la extracción de gas natural no convencional. Un pozo típico para extraer gas desde una formación de esquistos,

está compuesto de una primera parte taladrada en dirección vertical respecto a la superficie que puede extenderse hasta más de 5,280 pies de profundidad y una segunda parte taladrada en dirección horizontal que puede llegar a extenderse hasta 10,560 pies desde la vertical. La principal ventaja de construir pozos horizontales, es que se provee una mayor exposición del pozo a la formación del esquisto en comparación con la perforación vertical, incrementando la recuperación del gas y la rentabilidad del pozo. Adicionalmente, se disminuye el número de pozos necesarios para la recuperación del gas en comparación con la perforación vertical. Estos pozos son protegidos con recubrimientos metálicos y cemento para evitar que se filtre el fluido de fractura, gas o aguas subterráneas especialmente hacia las fuentes hídricas bajo la superficie. El criterio para seleccionar el tipo de pozo a perforar (horizontal o vertical) depende de muchos factores. Entre estos se debe balancear la inversión versus la producción esperada. Un pozo vertical requiere menos inversión de capital por pozo (aproximadamente US\$800,000 solo en perforación) pero tiene altos costos de producción en comparación con pozos horizontales cuyo costo de perforación se estima en US \$ 2.5 millones o más [3, 8].

- b. **Fracturamiento hidráulico:** Después de construido el pozo, el gas natural es extraído de las rocas de esquisto, mantos de carbón o arenas compactas, usando el proceso de fracturamiento hidráulico (“fracing”). Este proceso consiste en bombear a alta presión grandes cantidades de una mezcla de agua, “propante” o apuntalante (arena, bauxita o granos de cerámicas) y otras sustancias químicas hacia la formación, con el fin de producir grietas y permitir que el gas natural fluya hacia la superficie (aumento de permeabilidad). El propante tiene como objetivo mantener la fractura abierta después que la presión del pozo se haya reducido. La mezcla de todas estas sustancias es conocida como Fluido de Fracturamiento Hidráulico (FFH) y su composición depende del tipo de formación que se quiera explotar. Después de bombeado el FFH y creada las fracturas, se libera la presión del pozo con el fin de recuperar el fluido en una operación que se conoce con el nombre de “flowback”. No obstante, el propante o apuntalante se queda en

la formación con el fin de evitar que se cierre de nuevo. La parte del FFH recuperado o líquido de “flowback” está compuesto además del agua, de aditivos químicos originalmente inyectados y algo de propante, también se encuentran disueltas sustancias arrastradas desde la formación. Este fluido recuperado o flowback es almacenado posteriormente en tanques o puestas en piscinas antes de ser transportados para su tratamiento, posible aplicación o disposición.

- c. **Fluidos de Fracturamiento Hidráulico:** La información que se presenta a continuación fue extraída del estudio realizado por la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (US EPA) para la evaluación del impacto del Fracturamiento Hidráulico en mantos de carbón sobre fuentes subterráneas de agua para consumo humano [8].
- Para el fracturamiento hidráulico de gas asociado al carbón se usan principalmente FFH basados en agua. En el caso de formaciones de esquistos se utiliza fluidos de fractura a base de agua, arena y lubricantes [10]. Sin embargo, los fluidos de fractura también puede estar basados en hidrocarburos, metanol, o una combinación de agua metanol. El metanol es usado con el fin de minimizar fugas del fluido de fractura en la formación y mejorar la recuperación del mismo al final del proceso.
- Cuando se utiliza agua como base, se agregan geles para aumentar la viscosidad y transportar más efectivamente el propante. Ácido típicamente HCL, es también agregado para remover cemento desde la perforación.

Para el fracturamiento hidráulico de gas asociado al carbón se usan principalmente FFH basados en agua. En el caso de formaciones de esquistos se utiliza fluidos de fractura a base de agua, arena y lubricantes [10]. Sin embargo, los fluidos de fractura también puede estar basados en hidrocarburos, metanol, o una combinación de agua metanol. El metanol es usado con el fin de minimizar fugas del fluido de fractura en la formación y mejorar la recuperación del mismo al final del proceso.

Del mismo modo, biocidas son agregados con el fin de prevenir el crecimiento de bacterias en la perforación. Por último, sustancias conocidas como rompedores son agregadas durante la inyección con el fin de disminuir la viscosidad del gel y llevar a cabo una mejor liberación del propante en las fracturas y a la vez, facilitar la recuperación del fluido en la superficie cuando se libere la presión del pozo. En el caso de fracturamiento hidráulico en mantos de carbón también se utilizan mezclas de  $N_2$  o  $CO_2$  combinado con un fluido de fractura con el fin de formar una espuma como fluido base. Las espumas requieren volúmenes sustancialmente menores para el transporte de una cantidad equivalente de propante. El diesel es otro componente de algunos fluidos de fracturamiento. Una variedad de otros aditivos líquidos son incluidos en la mezcla de fluidos de fracturamiento para llevar a cabo

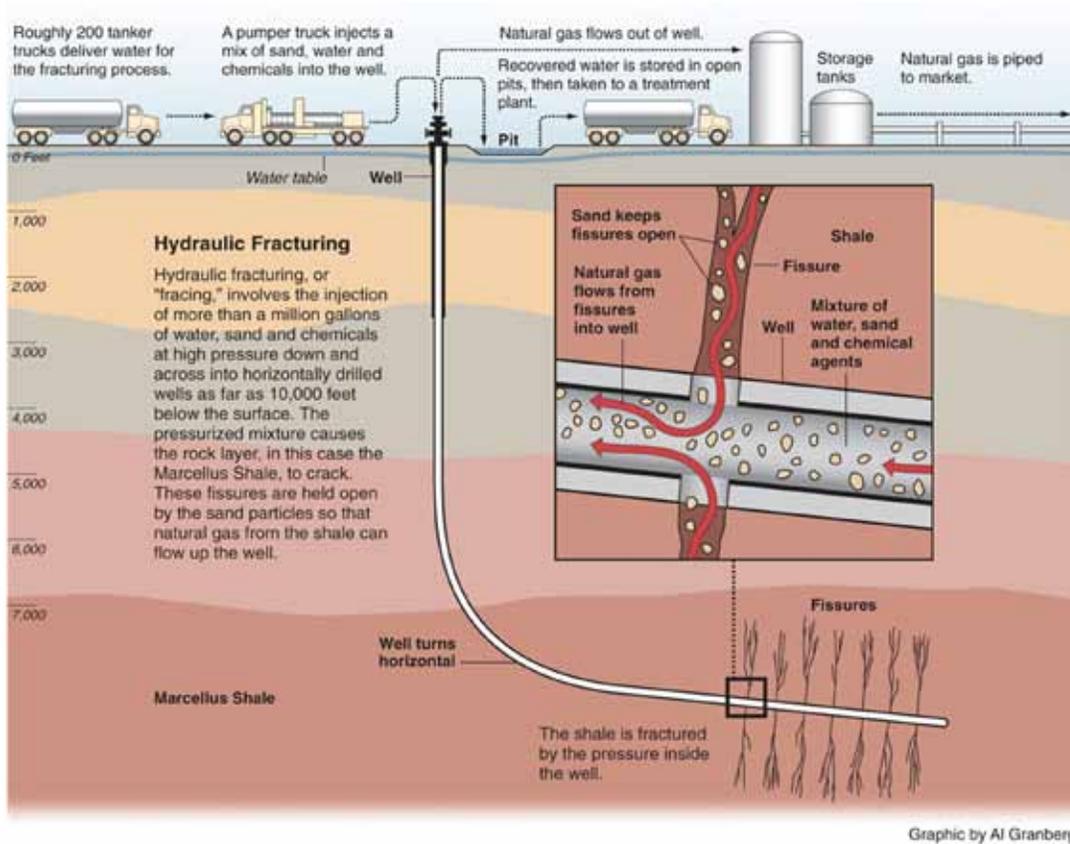


Figura 6. El dibujo esquematiza los componentes principales necesarios para la explotación de fuentes de gas no convencional usando fracturamiento hidráulico y perforación horizontal. Figura tomada de referencia [12]

tareas esenciales como la limpieza de la formación, estabilización de la espuma, la inhibición de fugas del fluido de fractura, o la reducción de la tensión superficial.

Hay empresas dedicadas a esta tarea de fracturamiento y son ellas quienes elaboran el esquema más eficaz de fractura basados en las características de la formación, utilizando la combinación de fluidos que consideren más eficaz. Debe ser claro, que la composición exacta de estos fluidos de fractura no es revelada fácilmente por las empresas dedicadas al fracturamiento. No obstante, cada vez se ha ejercido mayor presión por parte de agencias de protección ambiental del gobierno para conocer la composición, cantidad y frecuencia con que estos fluidos son usados con el fin de predecir y poder controlar la contaminación que podría generarse por el vertimiento de estos. En la referencia [11] se presentan ejemplos de la composición típica de fluidos de fractura.

#### 4. Preocupaciones ambientales sobre el fracturamiento hidráulico

El proceso de fracturamiento hidráulico ha generado una serie de preocupaciones de carácter ambiental como es: la contaminación de fuentes de agua subterráneas, la contaminación por aditivos químicos

usados en la formulación de los fluidos de fractura, disminución de las fuentes de agua para consumo humano y de su calidad, la huella ambiental dejada por las actividades de perforación debido a la mayor cantidad de equipo necesario en la explotación, en comparación a reservorios de gas convencional, contaminación por fugas de fluidos de fractura y aspectos de seguridad por instalación de gasoductos en zonas pobladas.

Según EPA [11], la cantidad de agua requerida para el fracturamiento hidráulico en pozos de gas asociado a mantos de carbón se ha estimado en el rango de 50,000 a 350,000 galones por pozo, mientras que para los pozos de gas de esquistos se necesita una cantidad considerablemente mayor que está entre los 2 a 4 millones de galones de agua por pozo. Estos valores varían dependiendo de la profundidad, distancia horizontal, y número de veces que el pozo es fracturado. El agua es obtenida desde depósitos superficiales o subterráneos dependiendo de la ubicación del yacimiento e incluso puede ser transportada en camiones hasta el pozo. Este gasto de agua podría tener un impacto significativo sobre la disponibilidad de agua y sobre la calidad de las fuentes de agua dependiendo de las zonas donde estén ubicados los campos de gas no convencional. Adicionalmente existe preocupación por la cantidad de químicos usados en la formulación de los FFH y

su nivel de toxicidad. Se ha estimado que para un pozo que utilice 3 millones de galones de FFH con una concentración de aditivos entre 0.5 y 2% (en volumen) implicaría una cantidad de aditivos químico de 15,000 a 60,000 galones. En el 2010, la EPA dio a conocer una lista de los aditivos químicos usados en la formulación de FFH. No obstante, no se conoce la totalidad de los aditivos usados, concentración ni la frecuencia con que han sido utilizados ya que esta información es considerada como confidencial por las empresas dedicadas al fracturamiento hidráulico haciendo complicado identificar los riesgos reales de fugas o accidentes. No obstante, organizaciones críticas a estos métodos afirman que estos fluidos contienen sustancias tóxicas y cancerígenas que incluyen combustible diesel, kerosene, benceno, tolueno y xileno. Este hecho fue confirmado por EPA. Así mismo, se han reportado casos de contaminación de pozos de agua potable con FFH. Según se reportó, en el condado Dish en Texas, se encontró que el 65% de un grupo de personas residentes fueron positivas a tolueno en muestras de sangre y orina y otro 53% registraron niveles detectables de xileno. Otra situación digna de atención es la disposición del flowback y del agua subterránea extraída con el gas. La disposición del fluido flowback es complicada y se ha optado en la mayoría de los casos por su inyección en depósitos subterráneos y como segundo opción el tratamiento y posterior disposición en fuentes de agua subterráneas o superficiales. No hay un consenso claro respecto al porcentaje de fluido de fractura recuperado como flowback. Valores reportados para operaciones en gas de esquistos están en el rango del 25 al 75% aunque hay datos donde se dan valores de recuperación del 10 al 30%. Adicionalmente, durante la producción de gas o petróleo es obtenida una cantidad adicional de agua subterránea emergiendo con el gas, la cual también contiene fluido de fractura y materiales arrastrados de la formación al igual que gas y petróleo. Se ha determinado que una composición general de estos fluidos contiene sólidos disueltos en el rango de 5,000 a 200,000 mg/l dependiendo de la formación geológica, posición geográfica y composición del FFH. Se sabe, que la porción del fluido de fractura recuperado y el agua producida tienen alguna concentración de iones como bario, bromo, calcio, cloro, hierro, magnesio, sodio, estroncio, bicarbonato y compuestos orgánicos volátiles como benceno, tolueno, xileno, acetona y otros. La referencia [11], presenta en su apéndice D una lista de varias decenas de compuestos encontrados en el fluido de flowback y en las aguas obtenidas de la producción de gas de esquistos. Otro caso que se conoció recientemente y en el cual fue implicada la compañía Barnett Shale gas en Fort Worth Texas, es la contaminación de las fuentes de agua con metano lo que convirtió el agua del grifo en una sustancia inflamable con alto riesgo de explosión o incendio.

Todas estas cuestiones ambientales y de salud pública vienen de tiempo atrás. En 1997, fue realizado un estudio por parte de la EPA para determinar el efecto del fracturamiento hidráulico en mantos

de carbón y su posible relación en la contaminación de fuentes de agua potable. Los resultados de la investigación fueron dados en el 2004 y se concluyó que la técnica ameritaba un certificado de salud [8]. Este resultado fue posteriormente cuestionado por expertos sobre el tema quienes consideraron que el estudio fue superficial y políticamente sesgado por la administración del entonces presidente Bush [13]. Posteriormente, en el 2005, en una ley controversial posteriormente conocida como “the Halliburton Loophole”, eximio al fracturamiento hidráulico de ser regulado bajo el “Safe Drinking Water Act” con lo cual se exonera a las compañías de fracturamiento de tener que identificar los componentes químicos utilizados en la formulación de fluidos de fractura. Esta situación ha generado tal controversia en la población que habita cerca a estos campos y a otros nuevos proyectos, que el congreso de los Estados Unidos comisionó de nuevo a la EPA para que retomara la investigación de un modo más profundo de forma tal que se estudie por separado el efecto de cada una de las etapas del fracturamiento hidráulico como son la recolección del agua, mezclado con aditivos químicos, fracturamiento, pos fracturamiento, recolección tratamiento y disposición del flowback y del agua obtenida con el gas y sus posibles efectos sobre las fuentes de agua y la salud .

## 5. Problemas que enfrentan las compañías explotadoras de gas no convencional

Es claro que el gas no convencional puede redistribuir las reservas de gas natural a nivel mundial y garantizar el sostenimiento energético por muchos años. No obstante aún quedan temas por discutir como: 1) la preocupaciones surgidas respecto a los efectos ambientales y de salud producidos por el proceso de fracturamiento hidráulico y la disposición de fluido de flowback y del agua producida como fue mencionado en la sección anterior y 2) la preocupación sobre los pequeños o nulos márgenes

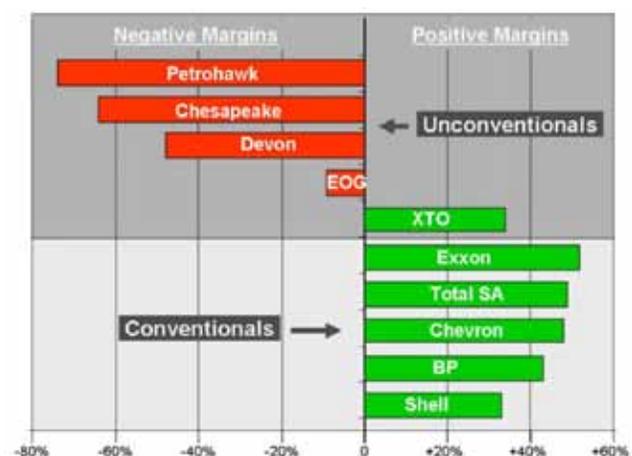


Figura 7. La figura muestra claramente que nuevos campos de gas no convencional con excepción de XTO presentan márgenes negativos en comparación con los campos de gas convencional. Figura tomada de [4]

de ganancia de los productores de gas no convencional. En cuanto a este último, Wijersmar et al. [4] menciona que los más recientes campos productores de gas no convencional en Estados Unidos han producido gas bajo márgenes negativos de ganancias. Este caso contrasta con el comportamiento de fuentes de gas convencional, los cuales siguen obteniendo márgenes positivos de ganancia, aun a pesar de los bajos precios de gas en los Estados Unidos. Precisamente, estas pérdidas económicas son atribuidas a los bajos precios del gas que se mantienen desde el 2008 y agravadas por los bajos flujos de gas desde el pozo.

Según, Weijersmars et. al. [4]. Resolver el primer tópico requiere de una combinación de mejoramiento de la tecnología y de monitoreo y gerencia por parte de la industria y la comunidad afectada. Mientras que, para obtener mayores márgenes de ganancia se requiere de un mejor proceso de validación en la selección de prospectos de pozos con el fin de tener mayor posibilidad de éxito. Adicionalmente, es necesario mejorar la razón de producción de gas y reducir los gastos de operación de los pozos.

Esta experiencia vivida en los Estados Unidos, puede ser la base sobre la cual se debe desarrollar la explotación de gas no convencional en otras partes del planeta. No obstante, antes se debe promover un desarrollo de las fuentes de gas no convencional con mayores garantías ambientales.

## 6. Conclusiones

En un mundo donde existe una creciente demanda de energía fósil, el gas natural obtenido de fuentes no convencionales se perfila como una alternativa real para que países actualmente importadores logren la tan anhelada autosuficiencia energética, crucial para el desarrollo económico y bienestar de sus gentes. Este gas no convencional exige de técnicas también no convencionales como perforación horizontal y fracturamiento hidráulico que permitan extraer el gas de una manera económicamente rentable. No obstante, debido a las características de tales fuentes, su producción ha dejado una mayor huella ambiental en comparación a la explotación de gas desde reservorios convencionales. Esta situación deja como resultado una situación de disputa entre sectores que apoyan el uso de estas técnicas como medio de obtener autosuficiencia energética y dividendos económicos como el estado de Texas y que están en conflicto con los entes reguladores del gobierno federal y sectores pro ambiental y que han llevado esta disputa inclusive ante estrados judiciales. En Estados Unidos, la EPA empezó a realizar un estudio que espera culminar en el 2012, para conocer el impacto real que puede tener cada una de las etapas del fracturamiento hidráulico sobre las fuentes de agua para consumo humano. También, es claro que se necesita de un mayor desarrollo científico y tecnológico que permita reducir los costos de producción de gas no convencional de forma tal

que sea rentable para la industria y amigable al ambiente. Aunque Estados Unidos ha realizado convenios para desarrollar campos de gas no convencional con Polonia y China, el mundo sigue a la espera de la solución que la industria y el gobierno de Estados Unidos planteen acerca de las constantes quejas de residentes ubicados cerca a grandes campos de gas de esquisto sobre los impactos ambientales, contaminación de fuentes de agua y sobre efectos negativos sobre la salud. En Europa las reservas de fuentes de agua subterráneas son fuertemente protegidas por la Directiva Marco del Agua (European Framework Directive). por lo que se espera que las licencias para explotar campos de gas no convencional sean más estrictas que las actualmente existen en los Estados Unidos. No obstante, Francia acaba de aprobar una ley donde no se permite la explotación de recursos no renovables usando fracturamiento hidráulico con excepción de pozos desarrollados con fines de investigación [14]. Esto hace necesario que las empresas desarrolladoras de campos en Europa tengan incorporado un esquema de protección ambiental en el centro de sus procedimientos operativos [4]. Por otro lado a pesar de las grandes discusiones presentadas en Estados Unidos entre detractores y simpatizantes del fracturamiento hidráulico no se vislumbra en un futuro próximo una restricción que detenga el uso de fluidos de fractura.

## 7. Referencias

- [1] BP, "Energy Outlook 2030," BP, London January 2011 2011.
- [2] Economides M. J. and Wood D. A., "The state of natural gas," *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, vol. 1, pp. 1-13, 2009.
- [3] U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy, and National Energy Technology Laboratory, "Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer," 2009, pp. 116.
- [4] Weijersmars R., Drijkoningen G., Heimovaara T.J., Rudolph E.S.J., Weltje G.J, and Wolf K.H.A.A., "Unconventional gas research initiative for clean energy transition in Europe," *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, vol. 3, pp. 402-412, 2011.
- [5] U.S. Energy Information Administration, "Annual Energy Review 2009," U. S. D. o. Energy, Ed., 2010, pp. 446.
- [6] U.S. Energy Information Administration, "U.S. Crude Oil, Natural Gas, and Natural Gas Liquids Reserves," vol. 2011. Washington D.C., 2010.
- [7] Naturalgas.org, "Unconventional natural gas resources," vol. 2011, 2011.
- [8] U.S. EPA, "Evaluation of Impacts to Underground Sources of Drinking Water by Hydraulic Fracturing of Coalbed Methane Reservoirs Study (2004)," 2004.
- [9] Christian Ngo and Joseph Natowitz, *Our energy future: resources, alternatives, and the environment*. New Jersey: Wiley, 2009.
- [10] Northeastern United States a Critical Evaluation of Unconventional Gas Recovery from the Marcellus Shale, *KSCE Journal of Civil Engineering*, vol. 15, pp. 679-687, 2011.
- [11] U.S. Environmental Protection Agency, "Draft Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources," O. o. R. a. Development, Ed., 2011, pp. 140.
- [12] U.S-EIA, "What is shale gas and why is it important?," 2011.
- [13] "The Halliburton Loophole" in *New York Times*. New York, 2009.
- [14] "French Senate Passes Amended Shale Legislation," in *Natural gas for Europe*, 2011.

# Estudio Sobre la Trazabilidad Metrológica en la **VERIFICACIÓN IN SITU** de Elementos Secundarios Asociados a Sistemas de Medición de Gas Natural

Erik S. Tapias Chávez, CDT de GAS (etapias@cdtdegas.com)

Juan M. Ortiz Afanador, TGI S.A. E.S.P. (juanmanuel.ortiz@tgi.com.co)

John F. Velosa Chacón, TGI S.A. ESP (john.velosa@tgi.com.co)

## Resumen

El presente artículo comparte las lecciones aprendidas después de llevar a cabo un proyecto de carácter tecnológico e innovador entre la Transportadora de Gas Internacional (TGI) y la Corporación Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas (CDT de GAS). El estudio planteado en el proyecto dio inicio considerando que para obtener mediciones confiables en Sistemas de Medición, es necesario (pero no suficiente) asegurar cada una de sus partes constitutivas, siendo el aseguramiento de la trazabilidad en los elementos secundarios uno de los aspectos que mayor atención requiere por causa del desempeño propio de este tipo de elementos. Lo anterior llevó a la búsqueda de alternativas que permitiera garantizar la trazabilidad metrológica de los elementos mediante dos aspectos complementarios: el primero de ellos consistió en validar el nivel de incertidumbre asociado a los procesos de calibración/verificación que llevan a cabo los instrumentistas de TGI sobre la infraestructura metrológica instalada, y el segundo tuvo que ver con la implementación de una estrategia de Confirmación Metrológica basada en el modelo del estándar internacional ISO 10012 aplicable a las magnitudes presión, temperatura y variable eléctrica a nivel de instrumentación. Como resultado de este proceso se desarrolló un prototipo de patrón de referencia (MVR) como herramienta para la implementación del estándar ISO 10012, el cual fue empleado durante las pruebas piloto para evaluar la potencial influencia de diferentes factores en el nivel de incertidumbre asociado a los procesos de calibración/verificación. Los resultados y conclusiones de este proceso se presentan en la parte final del documento.



## 1. INTRODUCCIÓN

Los procesos de medición se realizan día a día en cualquier proceso industrializado y son parte esencial del control operativo de cualquier empresa. Específicamente en la industria del petróleo y el gas lograr realizar mediciones confiables permite disminuir la probabilidad de tomar decisiones erróneas, reducir pérdidas económicas, contar con una mayor transparencia en los procesos de transferencia, optimizar los procesos, mejorar el control de los balances, entre otros muchos aspectos que se traducen en una mejor percepción de la empresa, así como en su posicionamiento a la luz de las denominadas prácticas de “Clase Mundial”.

En materia metrológica uno de los retos más grandes de las empresas del sector del petróleo y el gas consiste en garantizar un aseguramiento efectivo de la trazabilidad metrológica en sus instalaciones. Conocedora de esta problemática, TGI decidió asumir el reto de desarrollar -en Colombia-un proyecto de carácter tecnológico e innovador, enmarcado dentro del Convenio firmado con el CDT de GAS. El proyecto en mención tenía dos aspectos esenciales. El primero de ellos consistía en validar la estimación de incertidumbre asociada a las calibraciones que desarrollaban sus instrumentistas sobre la infraestructura metrológica instalada; por otra parte, el segundo aspecto tenía que ver con la implementación de una estrategia de Confirmación Metrológica basada en el modelo de la Norma Internacional ISO 10012[1] para atender las magnitudes presión, temperatura y variable eléctrica a nivel de instrumentación.

Para dar solución a la problemática y responder una serie de interrogantes relacionados con la trazabilidad metrológica, la incertidumbre en las mediciones, el control de los errores y la gestión del recurso humano se desarrolló un prototipo de Patrón de Medida de Referencia (MVR Calibrator). A continuación se presenta con mayores detalles el proyecto ejecutado.

## 2. PLANTEAMIENTO DE LA PROBLEMÁTICA

TGI es una empresa cuya misión se centra en el transporte de hidrocarburos y muy particularmente en el de gas natural al interior de Colombia. La cuantificación del gas recibido a los productores y entregado a los remitentes se realiza a través de un conjunto de aproximadamente 250 sistemas de medición (SM) distribuidos sobre la red nacional de gasoductos. De acuerdo con API MPMS 21.1 [2], los SM se encuentran constituidos básicamente por un elemento primario, correspondiente al medidor, los elementos secundarios, conformados por los sistemas de medición de presión, temperatura y -en algunos casos- analizadores de gas en línea, y por último el elemento terciario, constituido por el computador de flujo.

Para obtener mediciones confiables del SM, es necesario (pero no suficiente) asegurar cada una de sus partes constitutivas. En el caso específico del aseguramiento metrológico de los elementos secundarios, TGI cuenta con personal (Técnicos Instrumentistas ) e Infraestructura (Patrones de Trabajo) con los cuales disemina la trazabilidad y ejecuta un control de errores asociado a las magnitudes presión, temperatura y variable eléctrica, tanto en sistemas de transferencia de custodia (centros de producción de gas natural y estaciones de entrega de gas a clientes) como en instalaciones de carácter operativo que disponen de instrumentos para medir las magnitudes anteriormente enunciadas.

La calibración de esta instrumentación es realizada in situ, en ocasiones a la intemperie (bajo la influencia de radiación solar directa, corrientes de aire, entre otras), empleando patrones de trabajo que se movilizan constantemente entre las diferentes estaciones. A pesar de que la tradición o la práctica común en la industria del petróleo y el gas, consiste en enviar los patrones de trabajo a calibración una vez cada año, TGI tiene una visión crítica de esta costumbre arraigada en la cultura metrológica industrial. Desde un punto de vista objetivo, está claro que esta práctica no proporciona una garantía suficiente o confiable acerca de la conservación del desempeño de los patrones, en especial si se analizan aspectos como la severidad y el tipo de uso a que se ven sometidos, aspectos que junto con la calidad de los equipos y la definición de las tolerancias de control metrológico pueden incidir significativamente sobre su aptitud para el uso.

De acuerdo con lo anterior, es posible que se presenten escenarios en los que el patrón no cumple con la tolerancia de desempeño en un plazo inferior a un año (contado a partir de la fecha de la última calibración). No obstante, también es posible que los factores asociados al modelo converjan de manera tal que un año después el patrón todavía conserva sus propiedades metrológicas de forma que el equipo puede continuar siendo apto para el uso.

Está claro que implementar un esquema de gestión de las mediciones basado en ISO 10012 contribuirá a la solución del problema planteado. Sin embargo, no todo se circunscribe a la confirmación metrológica de los patrones de trabajo. Un aspecto clave, que estuvo latente por resolver desde el inicio de las operaciones de TGI (en 2007), esperando por una solución inteligente al problema, tenía que ver con la estimación de la incertidumbre asociada a los procesos de calibración y verificación de elementos secundarios que se llevan a cabo en campo.

Generalmente las decisiones de ajuste de instrumentos se basan únicamente en el error de medición y las tolerancias admisibles, sin tener en



Figura 1. Proceso de Confirmación Metrológica

cuenta la incertidumbre particular del proceso de calibración (no genérica), pasando por alto aspectos tan críticos como los procedimientos y el personal, así como otros factores que por la dificultad de su determinación cuantitativa terminan estimándose con base en la “experiencia”, en la información del fabricante bajo las “idealizadas” condiciones de laboratorio u obviándose por parte de las áreas de Mantenimiento y Operación.

En conclusión, a la luz de lo anteriormente expuesto, al inicio del proyecto existían diferentes limitantes que impedían tomar las medidas correctivas necesarias, en las que se destacan:

- Desconocimiento del comportamiento metrológico de los patrones de trabajo entre períodos sucesivos de verificaciones metrológicas, las cuales se realizaban una sola vez al año o cuando existían “dudas” acerca del desempeño de un equipo en particular.
- Ausencia de patrones de medida de referencia para realizar verificaciones intermedias a los patrones de trabajo empleados en la diseminación de trazabilidad a las mediciones en campo.
- Establecimiento de límites de control a las mediciones con base en valores obtenidos a partir de la mejor información disponible y aplicando factores de seguridad, debido al desconocimiento cuantitativo y particular de la influencia de los diversos factores que pueden incidir en el resultado de las mediciones in situ (P. Ej. procedimiento, condiciones ambientales, destreza del personal, estabilidad, entre otros).

### 3. SOLUCIÓN PROPUESTA

Para dar solución a la problemática planteada, se consolidó un equipo interdisciplinario entre TGI y

<sup>1</sup> Se aclara que en este documento se tratan las magnitudes de influencia de una manera consistente con la GUM [3], la cual difiere de la tercera edición del VIM [4]. Esto en razón a que dicha definición comprende no solo las magnitudes que afectan al sistema de medida, sino que también incluye aquellas que afectan a las magnitudes realmente medidas. La GUM tampoco limita este concepto a mediciones directas.

el CDT de GAS, conjugándose las fortalezas propias de TGI como empresa transportadora de gas natural, con el conocimiento científico y la experiencia en desarrollos tecnológicos aplicables a la metrología de fluidos por parte del CDT de GAS.

El problema se abordó desde dos frentes con objetivos diferentes pero complementarios bajo la óptica del planteamiento del problema:

- **Desarrollo Tecnológico:** Se asocia con el desarrollo de los medios o infraestructura requerida para determinar la validez (trazabilidad e incertidumbre) de los resultados obtenidos por los instrumentistas in situ mediante el uso de los patrones de trabajo asignados.
- **Generación de Conocimiento:** Se enfoca en la identificación, conocimiento, caracterización, mitigación y control de magnitudes de influencia<sup>1</sup> relevantes durante los procesos de calibración in situ.

#### 3.1 Desarrollo tecnológico

La primera parte del proyecto se enfocó en el desarrollo de una herramienta proyectada a la medida y con un propósito dual en relación con los dos objetivos citados anteriormente, es decir que se requería el desarrollo de un equipo patrón de referencia que brindara un soporte de alto nivel al control metrológico de los patrones de trabajo usados en campo por los técnicos instrumentistas y



Figura 2. Cadena de trazabilidad

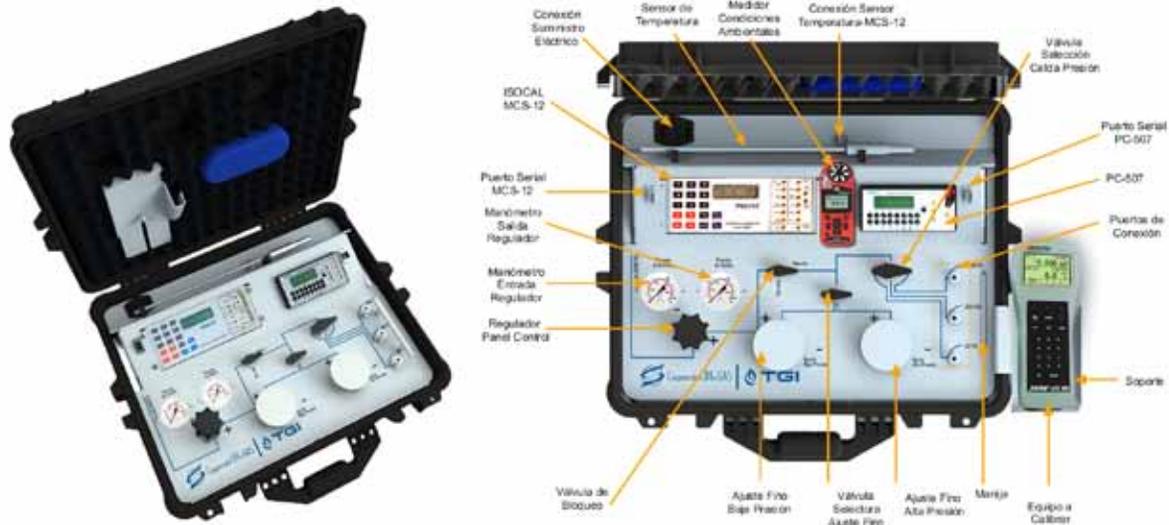


Figura 3. a) MVR Calibrator b) Partes constitutivas del MVR Calibrator

que a su vez permitiera realizar una evaluación de las magnitudes de influencia relevantes durante los procesos de calibración in situ.

Para establecer la estrategia de control metrológico se siguieron los lineamientos citados en ISO 10012, referencia en la cual establece que: “un proceso de confirmación metrológica tiene dos entradas: los Requisitos Metrológicos del Cliente (RMC) y las Características Metrológicas del Equipo de Medición (CMEM), y un solo resultado: el estado de confirmación del equipo de medición”.

Esta estrategia busca asegurar que los equipos y procesos de medición sean adecuados para su uso previsto, de manera que sea posible cumplir con los objetivos de calidad estipulados. En términos prácticos, la implementación de una estrategia de confirmación metrológica representa la inclusión de un nuevo eslabón en la cadena de trazabilidad de TGI (Ver Figura 2), cuyo objetivo específico corresponde a la capacidad de realizar un seguimiento y control más estricto al desempeño metrológico de los patrones de trabajo usados para las variables de presión, temperatura y magnitudes eléctricas a nivel de instrumentación. Esta estrategia hace posible que la toma de decisiones en materia de envío a calibración de los patrones de trabajo se base en su condición, es decir que se realice en el mo-

mento justo en que se identifique una desviación que supere los límites permisibles y no con base a una frecuencia preestablecida de calibraciones que puede ser fija (P. Ej. anual) o variable (P. Ej. métodos tiempo calendario).

El nuevo eslabón en la cadena, correspondiente al desarrollo alcanzado, constituye una herramienta tecnológica, diseñada y construida bajo especificaciones con el enfoque de modalidad AiO (All-in-One), el cual integra sobre una plataforma robusta patrones de referencia para las magnitudes presión, temperatura y variables eléctricas a nivel de instrumentación.

El desarrollo alcanzado, denominado MVR Calibrator (Multi-Variable Reference Calibrator) es un producto tecnológico integrado multipropósito, de fácil uso, gran robustez y bajo peso debido a su fabricación en polipropileno estructural de ultra-alta resistencia, desarrollado principalmente para ser empleado como un mecanismo para el control metrológico de los instrumentos empleados para las calibraciones In Situ en las magnitudes de presión, temperatura, voltaje, corriente, frecuencia y resistencia.

El MVR Calibrator está compuesto por un patrón de presión dotado de tres transductores con alcan-

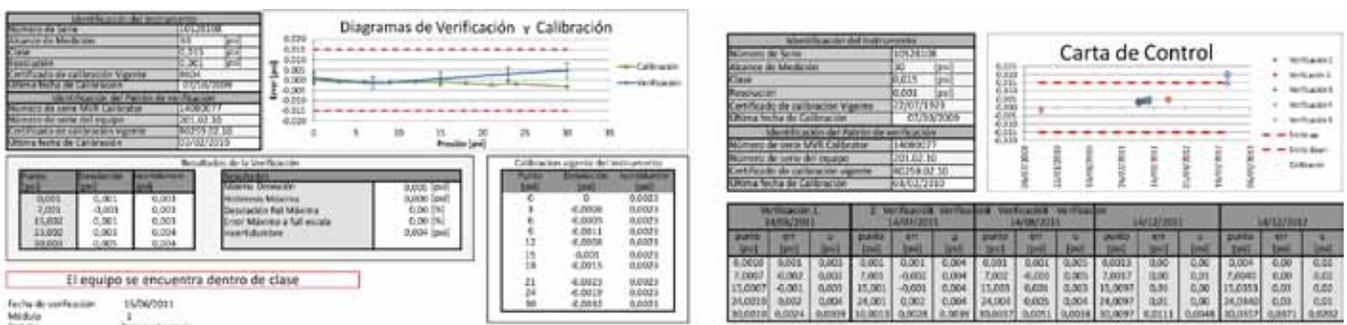


Figura 4. Herramienta de Cálculo programada en MS-Excel

Resolución	Exactitud	Especificaciones
0,007 mbar	±0,025%FS	Presión manométrica o diferencial. Fluidos (líquidos o gases)
0,7 mbar	±0,025%FS	
0,7 mbar	±0,025%FS	

Tabla 1. Especificaciones del calibrador de Presión del MVR Calibrator

ces de 2, 35 y 200 bar (30, 500 y 3000 psi), un calibrador de procesos con capacidad para generar valores de referencia y servir de indicador para las magnitudes voltaje, corriente eléctrica (continua), resistencia eléctrica y frecuencia, adicionalmente el MVR Calibrator incorpora un sensor de temperatura tipo RTD Pt-100 de 4 hilos, la cual usa el calibrador de procesos como indicador para las mediciones de temperatura.

En cuanto a los medios para generación y ajuste de presión de prueba, el MVR Calibrator dispone de un sistema neumático, provisto de válvulas de seguridad para protección contra sobrecargas de presión y pistones de ajuste fino para obtener con facilidad presiones estables hasta 138 bar (2000 psi). Adicionalmente, el MVR Calibrator tiene incorporado un dispositivo registrador de condiciones ambientales con capacidad de realizar mediciones continuas de presión atmosférica, temperatura ambiente, velocidad del viento, humedad relativa, entre otras.

Para la implementación de la estrategia de control metrológico, para el MVR Calibrator se desarrolló una herramienta computacional programada en

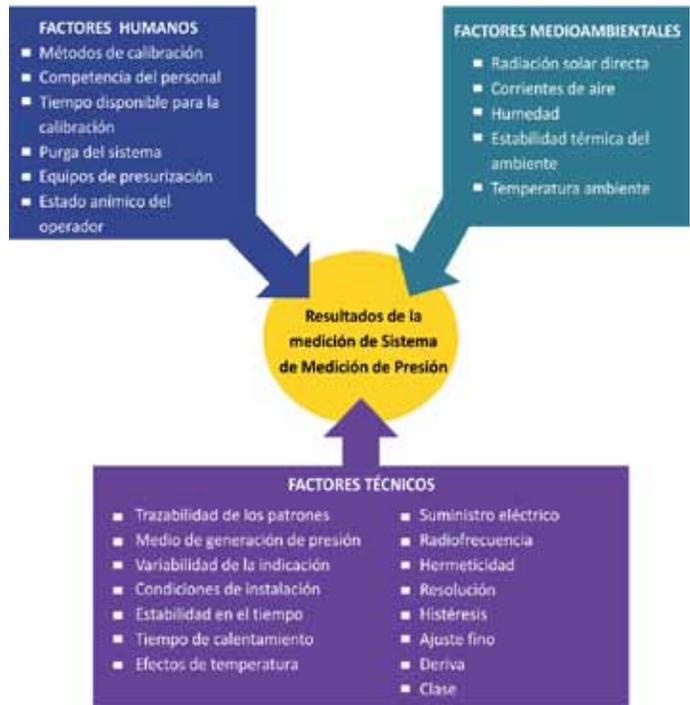


Figura 5. Fuentes de incertidumbre en la calibración de un sistema de medición de presión

MS-EXCEL. Cuenta con una interfaz de fácil manipulación para el usuario y al final del proceso estima automáticamente la incertidumbre asociada al proceso de calibración/verificación del patrón de trabajo o instrumento, tomando como base las características técnicas de dichos equipos de me-

		Intervalo de Indicación	Resolución	Exactitud	Especificaciones
MODO GENERACIÓN (OUT)	Volt	-0,5 a 12V	0,0001V	±0,02% FS	R out < 0.3Ω
	mA	0 a 24mA	0,0001mA	±0,02% FS	R máx.=700
	Frecuencia	0 a 100Hz 0 a 10kHz	0,001Hz 1 Hz	±0,02Hz ±2Hz	Valor pico -1 a 11V
	Resistencia Ω	0 a 400Ω 400 a 2500Ω	0,01Ω 0,1 Ω	±0,02%FS ±0,03%FS	Excitación externa 1,0 mA
	Pt-100	-200 a 850 °C / -328 a 1562 °F	0,01°C / 0,01°F	±0,2°C / ±0,4°F	IEC-751
MODO INDICACIÓN (IN)	Volt	-10 a 11 V 11 a 45 V	0,0001V 0,0001V	±0,02% FS ±0,02% FS	Rin > 1MΩ
	mA	-5 a 24,5mA	0,0001mA	±0,02% FS	Rin < 160Ω
	Frecuencia	0 a 600 Hz 600 a 1300Hz 1,3 a 10kHz	0,01Hz 0,1Hz 1Hz	±0,02Hz ±0,2Hz ±2Hz	R in > 50kΩ V max= 30V AC 0,3 a 30V
	Resistencia Ω	0 a 400Ω 400 a 2500Ω	0,01Ω 0,01Ω	±0,01%FS ±0,03%FS	Corriente excitación 0,85 mA
	Pt-100	-200 a 850 °C / -328 a 1562 °F	0,01°C / 0,01°F	±0,1°C / ±0,2°F	IEC-751

Tabla 2. Especificaciones del calibrador de procesos del MVR Calibrator

Magnitud	Tiempo de Respuesta	Intervalo de medición	Resolución	Exactitud
Velocidad del Viento	1 segundo	0,4 a 60 m/s	0,1	Mayor de 3% de la lectura o menor que el dígito significativo
Temperatura	1 segundo	-45 a 125 °C	0,1 °C	1,0 °C
Humedad Relativa	60 segundos	0 a 100% HR	0,1% HR	3,0% HR
Presión Atmosférica	1 segundo	300 a 11100 mbar	0,1 mbar	1,5 mbar

Tabla 3. Especificaciones del registrador de condiciones ambientales del MVR Calibrator

didada, la repetibilidad de las mediciones y las características técnicas y metrológicas de los patrones. Complementariamente, la herramienta dispone de cartas de control estadístico (una para cada instrumento verificado) las cuales permiten al usuario visualizar la evolución del comportamiento metrológico del instrumento a través del tiempo, así como recibir una alerta cuando éste requiere ser enviado a calibración, en armonía con los requisitos metrológicos del cliente (RMC).

Aunque el MVR Calibrator está proyectado para ser usado de manera estacionaria en cada uno de los principales distritos operativos de TGI, el equipo desarrollado fue puesto a prueba durante el estudio que se describirá en el próximo numeral, el cual se enfocó en la evaluación de la influencia de los diferentes factores que afectan las calibraciones in situ, donde fue sometido a traslados continuos, extensas jornadas de trabajo, condiciones ambientales extremas, entre otras condiciones operativas bajo las cuales demostró su funcionalidad y estabilidad en el desempeño metrológico. Algunas de las características técnicas más importantes de los patrones de referencia incluidos en el MVR Calibrator, se presentan en la tabla 1, tabla 2 y tabla 3.

### 3.2 Generación de conocimiento

La segunda parte del proyecto consistió en realizar un estudio enfocado hacia la determinación cuantitativa de la influencia que ejercen diversos factores sobre los resultados de las calibraciones realizadas por TGI con sus procedimientos, personal y equipos patrones de trabajo. El estudio se centró en las magnitudes presión estática, temperatura y corriente continua (4 a 20 mA).

En términos generales, los factores o magnitudes de influencia pueden clasificarse en tres categorías:

**Factores medio-ambientales:** Influencia de corrientes de aire, humedad, radiación solar directa, entre otros.

**Factores técnicos:** Adicional a las características metrológicas de los patrones de trabajo y los procedimientos, los factores técnicos también involucran aquellos que pueden llegar a afectar el desempeño metrológico y/o funcional de los patrones durante su utilización, como por ejemplo el suministro de corriente eléctrica empleando plantas eléctricas, el uso de patrones con un bajo nivel de carga de las baterías y el empleo de patrones sin un precalentamiento adecuado.

**Factores humanos:** Corresponde al desempeño del personal a cargo de realizar las calibraciones como responsable del proceso de calibración y por lo tanto, de diseminar la trazabilidad en la medición. Para el desarrollo del estudio se diseñó un experimento estructurado bajo la metodología propuesta por Bicking [5] para la planeación de los programas de prueba, lo cual permitió la obtención de información de alta calidad a través de una secuencia completa de pasos, el análisis objetivo de la información y la consecución de deducciones válidas con respecto al problema establecido.

El experimento consistió en realizar una serie de pruebas durante el año 2010 en cinco de los distritos operativos de TGI, ubicados en Barrancabermeja (Santander), Cogua (Cundinamarca), Paipa (Boyacá), Gualanday (Tolima) y Villavicencio (Meta), incluyendo al CDT de GAS como laboratorio piloto. Los factores de influencia objeto de investigación dependieron de la magnitud de medición a evaluar, estos se resumen a continuación:

- **Presión:** Influencia de i) la incidencia solar directa, ii) las corrientes de aire y iii) sus interacciones.
- **Temperatura:** Influencia de i) la incidencia solar directa, ii) las corrientes de aire, iii) el uso de planta eléctrica, iv) el uso de aislante térmico en la parte del sensor expuesta a condiciones ambientales y v) sus interacciones.
- **Corriente Continua:** Influencia cuando el equipo trabaja tanto en modo generador, como en

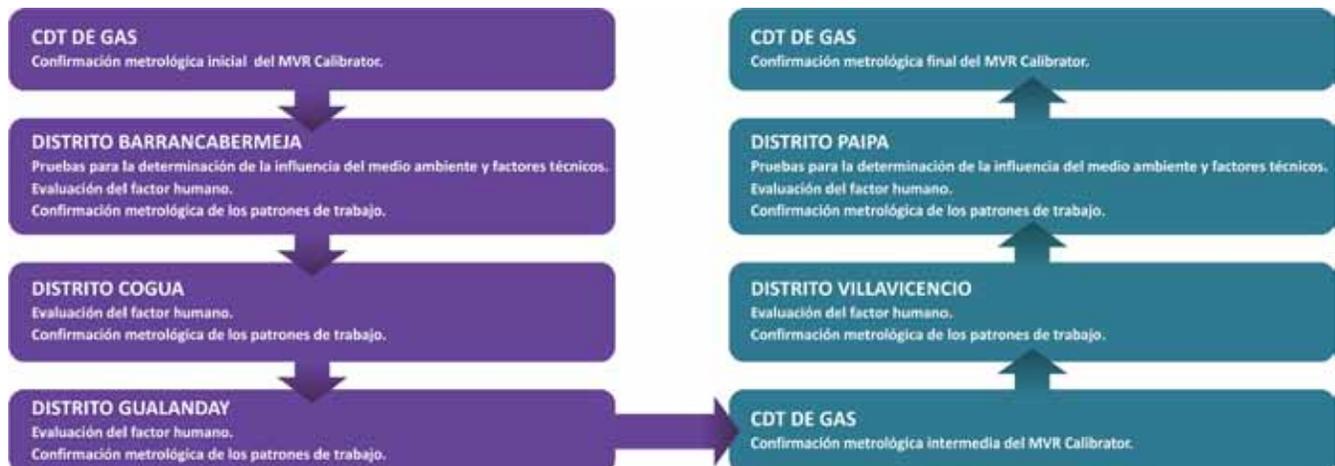


Figura 6. Recorrido realizado para la ejecución de las pruebas.

modo indicador de i) la incidencia solar directa, ii) el tiempo de calentamiento y iii) sus interacciones.

- **Factor humano:** Influencia del desempeño del operador.

A continuación se presenta una breve descripción de las pruebas realizadas:

a. **Pruebas para determinar la influencia de factores técnicos y medio ambientales:** Estas pruebas se llevaron a cabo en Barrancabermeja y Paipa por tratarse de dos sitios de condiciones ambientales extremas y opuestas, se seleccionaron los equipos con mejor desempeño metrológico de cada distrito en particular, para lo cual se realizó la confirmación metrológica de cada instrumento empleando el MVR Calibrator. Teniendo en cuenta que el objetivo de las pruebas era evaluar la influencia independiente y su interacción, cada prueba fue realizada bloqueando adecuadamente, el factor o los factores no deseados en el experimento. Por ejemplo, cuando se buscaba determinar la influencia de corrientes de aire en las mediciones, las pruebas se ejecutaban bajo condiciones de temperatura estable, sin la incidencia solar directa y con una corriente constante de aire. Todas las mediciones fueron ejecutadas por un solo metrólogo del CDT de GAS dotado de experiencia y destreza con la finalidad de bloquear la incidencia del factor humano. Los equipos patrón (MVR Calibrator), no fueron sometidos a ninguno de los factores de influencia bajo estudio, es decir, siempre se mantuvieron bajo condiciones de temperatura estable, bajo sombra, sin la influencia de corrientes de aire, con calentamiento previo especificado por el fabricante y conectados a una fuente de alimentación eléctrica regulada.

b. **Pruebas para determinar la influencia del factor humano.** Estas pruebas se llevaron a cabo

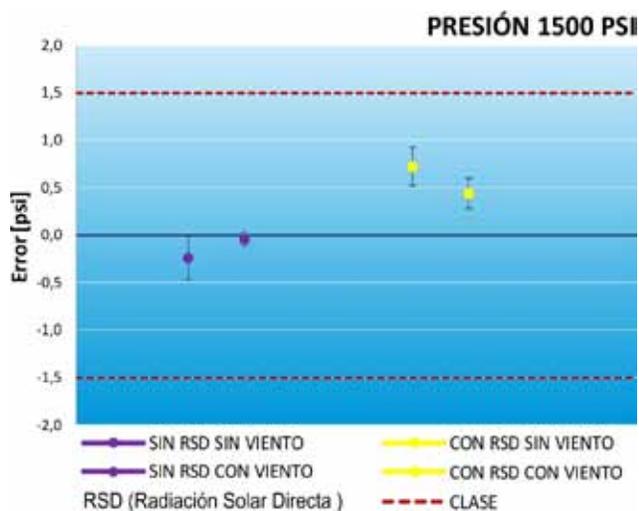


Figura 7. Errores absolutos obtenidos durante las pruebas de presión a 1500 psi en Barrancabermeja.

con cada uno de los instrumentistas que laboran en los distritos operativos de TGI en 2010 (Barrancabermeja, Gualanday, Paipa, Villavicencio y Cogua). Las pruebas consistieron en registrar la realización de calibraciones de presión y temperatura por parte de los técnicos con la finalidad de evaluar su nivel de competencia, las prácticas metrológicas empleadas y el grado de asimilación de los procedimientos corporativos establecidos por TGI para tales labores.

Las pruebas de presión consistieron en realizar la calibración sin ajuste en secuencia ascendente-descendente-ascendente, en cinco puntos de la celda de 200 bar (3000 psi) ubicada en el MVR Calibrator, empleando como patrón, un calibrador de procesos asociado a la celda de 200 bar (3000) psi.

c. **Confirmación metrológica de los patrones de trabajo.** El objetivo de estas pruebas fue evaluar el estado metrológico de los patrones empleados para la calibración de los sistemas de medición de presión, temperatura y magnitudes eléctricas (corriente, voltaje, frecuencia, tanto en modo indicador como en modo generador). Estas pruebas se desarrollaron en condiciones de temperatura estable, bajo sombra, sin la incidencia de corrientes de aire, con un adecuado tiempo de calentamiento de los equipos y con suministro eléctrico adecuado. Como equipo patrón se empleó el MVR Calibrator, el cual fue sometido a un total de tres verificaciones durante el tiempo que duraron las pruebas en los distritos: antes del inicio de las pruebas, en el intermedio de las pruebas y por último al finalizar el recorrido por todos los distritos (Ver Figura 6).

## 4. RESULTADOS

A continuación se presentan algunos de los resultados obtenidos, los cuales son un reflejo de las tendencias encontradas para la mayoría de las pruebas.

### 4.1 Resultados de Pruebas de Condiciones Ambientales

#### 4.1.1 Resultados de Pruebas de Presión

Para el caso de las pruebas de presión con respecto a los factores medioambientales (incidencia de la radiación solar directa, el viento y su interacción), se observó que a pesar de que los errores en conjunto con su respectiva incertidumbre de medida se mantuvieron dentro de los límites establecidos por el fabricante, el error entre las pruebas realizadas bajo sombra y bajo condiciones de radiación solar directa, eran cada vez mayores en la medida en que se incrementaba la presión de prueba. Ver Figura 7



Figura 8. Recubrimiento de sensor que sobresale del bloque seco

#### 4.1.2 Resultados de Pruebas de Temperatura

En el caso de las pruebas de temperatura, los resultados mostraron dos tendencias: una primera, en la que el elemento generador (bloque seco) no presentó desviaciones significativas, independientemente de las pruebas ejecutadas y la segunda, en la cual se apreció una clara influencia de las mediciones por efectos de la incidencia solar sobre el equipo y el efecto del uso del aislante térmico en el sensor que sobresale del bloque seco (Figura 8). Es importante aclarar que los patrones empleados correspondían a diferentes modelos de un mismo fabricante.

#### 4.1.3 Resultados de Pruebas de Corriente Eléctrica

Las pruebas realizadas en magnitudes eléctricas se efectuaron únicamente para la magnitud de corriente, tanto para modo generador como indicador, teniendo en cuenta que cuando se realiza una calibración en lazo abierto, por lo general se trabaja con señales de 4-20 mA. Los resultados obtenidos muestran que los equipos bajo prueba se vieron más afectados cuando estos operaban en modo indicador, siendo el factor de mayor impacto, la incidencia solar directa y la falta de tiempo de calentamiento antes de su uso, hasta el punto incluso de obtener errores por fuera de los límites de exactitud del instrumento. Ver Figura 9.

#### 4.2 Resultados de Pruebas de Nivel de Carga de las Baterías

Teniendo en cuenta que en ocasiones se realizan calibraciones con instrumentos con bajos niveles de carga de las baterías, se llevó a cabo una prueba para determinar su influencia en los resultados de la calibración. No se encontró influencia alguna en los resultados de medición. Es importante advertir que los resultados obtenidos corresponden a una marca y modelo específico de patrones de trabajo.

#### 4.3 Resultados de Evaluación del Recurso Humano

Uno de los factores más importantes en un pro-

grama de aseguramiento metrológico corresponde al recurso humano responsable de desarrollar las labores de metrología industrial. Es claro que independientemente del grado de sofisticación tecnológica disponible (equipos patrones confiables, cartas de control estadístico, etc.), si no se cuenta con personal competente, las actividades de control no se desarrollarán de manera correcta y no se obtendrán resultados satisfactorios. La Figura 10 muestra el error de calibración de un mismo elemento para medición de presión, el cual fue obtenido por cada uno de los instrumentistas participantes en el proceso, doce en total, empleando el mismo procedimiento bajo condiciones ambientales estables.

La incertidumbre asociada al error obtenido por cada uno de los instrumentistas durante la calibración, considera únicamente la desviación estándar, con un factor de cobertura  $k=2$  con lo cual se logra un nivel de confianza de aproximadamente el 95%.

En la Tabla 4 se presenta un resumen de los resultados obtenidos.

## 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES DEL ESTUDIO

Con respecto al primer objetivo planteado dentro del estudio de trazabilidad metrológica en la calibración/verificación in situ de elementos secundarios asociados a sistemas de medición de gas natural, se realizó una validación del nivel de incertidumbre asociado a los procesos mencionados, a partir de la determinación cuantitativa del

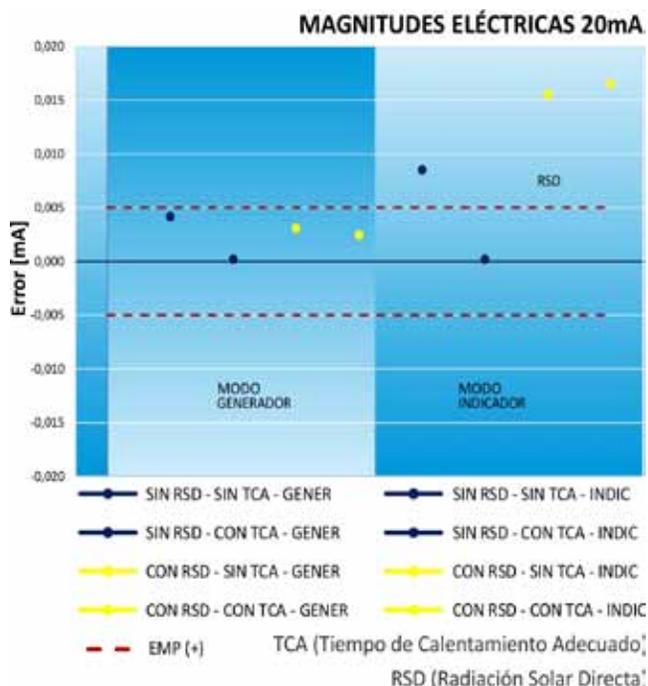


Figura 9. Errores absolutos obtenidos durante las pruebas de corriente a 20mA en Barrancabermeja.

Variable	Factor evaluado (ambiental, técnico o humano)	Pruebas realizadas	Resultado obtenido	Impacto	Conclusión/Recomendación	
Presión	Influencia de la radiación solar en los procesos de calibración/verificación	Calibración de presión bajo la influencia única de radiación solar directa.	Desviación con tendencia positiva (máx. error FS: 0,07%). Clase del instrumento: 0,075%	Medio (errores dentro de clase)	Implementación de elementos que puedan evitar la radiación directa sobre los equipos (sombillas, polisombras, etc.)	
		Calibración de presión bajo sombra.	Desviación con tendencia positiva (máx. error FS: 0,02%). Clase del instrumento: 0,075%			
	Influencia de las corrientes de aire presentes durante los procesos de calibración/verificación	Calibración de presión bajo la influencia de corrientes de aire (velocidad media: 3 m/s)	Errores de medición muy bajos (máx. error: 0,02%). Clase del instrumento: 0,075%	Bajo (errores cercanos a cero)		No existe influencia apreciable por efecto de las corrientes de aire en los procesos de calibración/verificación en la variable de presión
		Calibración de presión sin influencia única de corrientes de aire (velocidad media: 3 m/s)	Errores de medición muy bajos (máx. error: 0,01%). Clase del instrumento: 0,075%			
	Influencia del factor humano en los procesos de calibración/verificación	Se realizó la calibración de un mismo elemento para medición de presión (12 instrumentistas de TGI). El proceso se desarrolló bajo condiciones ambientales estables y empleando el mismo procedimiento.	Máximo error FS: 0,03%  Dispersión de los resultados: 0,02%	Medio (errores dentro de clase)		Es conveniente mantener un programa de formación continua del personal para asegurar el desarrollo adecuado en los procedimientos de calibración/verificación.
Temperatura	Influencia de la radiación solar en los procesos de calibración/verificación	Calibración de temperatura bajo la influencia única de radiación solar directa SIN EMPLEAR aislante en el sensor expuesto.	Desviación con tendencia negativa (máx. error: - 0,23°C). Exactitud del instrumento: ±0,4°C	Medio (errores dentro de la clase)	Considerando el impacto que puede generar la radiación solar sobre el equipo y en especial sobre el sensor de temperatura expuesto, se recomienda implementar en los procesos de calibración/verificación de temperatura 2 tipos de protección: uno enfocado a aislar térmicamente el sensor durante el proceso y otro en proteger de la radiación directa el equipo en general	
		Calibración de temperatura bajo la influencia única de radiación solar directa EMPLEANDO aislante en el sensor expuesto.	Desviación con tendencia negativa (máx. error: - 0,12°C). Exactitud del instrumento: ±0,4°C			
		Calibración de temperatura bajo sombra EMPLEANDO aislante en el sensor expuesto.	Errores de medición muy bajos (máx. error: 0,01°C) Exactitud del instrumento: ±0,4°C	Bajo (errores cercanos a cero)		
	Influencia de la fuente de suministro eléctrico empleada para el equipo generador de temperatura	Calibración de temperatura (condiciones ambientales estables) empleando energía regulada para alimentar el generador de temperatura.	Errores de medición muy bajos (máx. error: 0,01°C) Exactitud del instrumento: ±0,4°C	Bajo (errores cercanos a cero)		No existe influencia apreciable por efecto de la fuente de suministro eléctrico en los procesos de calibración/verificación
		Calibración de temperatura (condiciones amb. estables) empleando energía de planta eléctrica para alimentar el generador de temperatura.	Errores de medición muy bajos (máx. error: 0,01°C) Exactitud del instrumento: ±0,4°C			
Variable Eléctrica (corriente)	Influencia de la radiación solar en los procesos de calibración/verificación	Calibración de variable eléctrica bajo la influencia única de radiación solar directa.	Errores de medición en el modo indicación superan el límite de clase del instrumento (máx. error: 0,0155 mA) Exactitud del instrum.: 0,005 mA	Alta (errores superan la clase del instrumento)	En modo generación los errores se mantuvieron dentro de la exactitud del instrumento. Utilizar equipos bajo sombra.	
		Calibración de variable eléctrica bajo sombra.	Errores de medición muy bajos (máx. error: 0,0002 mA) Exactitud del instrum.: 0,005 mA	Bajo (errores cercanos a cero)		
	Influencia del tiempo de calentamiento de los equipos en los procesos de calibración/verificación	Calibración de variable eléctrica con tiempo de calentamiento INFERIOR A LA RECOMENDACIÓN del fabricante.	Errores de medición en el modo indicación superan el límite de clase del instrumento (máx. error: 0,0085 mA) Exactitud del instrum.: 0,005 mA	Alta (errores superan la clase del instrumento)	Siempre se deben seguir las recomendaciones del fabricante en relación al tiempo de calentamiento previo al uso del equipo	
		Calibración de variable eléctrica con tiempo de calentamiento RECOMENDADO POR EL FABRICANTE.	Errores de medición muy bajos (máx. error: 0,0002 mA) Exactitud del instrum.: 0,005 mA	Bajo (errores cercanos a cero)		
	Influencia del nivel de carga de las baterías en los procesos de calibración/verificación	Calibración de variable eléctrica con la carga completa de batería del equipo	Errores de medición muy bajos (máx. error: 0,0005 mA) Exactitud del instrum.: 0,005 mA	Bajo (errores muy bajos)	De acuerdo con los resultados, con un nivel de carga en las baterías a partir de aproximadamente el 20% no se presenta influencia alguna en los resultados de medición.	
		Calibración de variable eléctrica con la carga del equipo entre 20 y 100 %	Errores de medición muy bajos (máx. error: 0,0005 mA) Exactitud del instrum.: 0,005 mA			

Tabla 4. Resumen de los resultados obtenidos.



Figura 10. Resultados de pruebas de recurso humano en calibraciones de presión a 1500 psi.

impacto que puede tener cada uno de los factores externos evaluados. Aparte de haber confirmado que el nivel de incertidumbre asociado a la calibración/verificación de elementos secundarios es el adecuado, de acuerdo con los límites de control establecidos corporativamente a partir de los requisitos legales para empresas de transporte de gas [8], los resultados de la validación también permitieron identificar e implementar mejoras sobre los procedimientos empleados en campo con el fin de atenuar el impacto de los factores, disminuir el nivel de incertidumbre y por consiguiente mantener bajo un mejor control metrológico cada uno de los procesos de calibración/verificación desarrollados in situ.

Aunque los resultados cuantitativos obtenidos para cada una de las pruebas corresponden al desempeño de una marca y referencia de equipo en particular, la tendencia evidenciada en el impacto de cada uno de los factores, así como las medidas de control implementadas para cada uno pueden hacerse extensivas a otras marcas y referencias de equipos.

Como parte del objetivo de implementar una estrategia de Confirmación Metrológica basada en el modelo del estándar internacional ISO 10012 [1] aplicable a las magnitudes presión, temperatura y variable eléctrica a nivel de instrumentación, se diseñó, construyó y validó un eslabón adicional en la cadena de trazabilidad empleada por TGI en sus procesos de calibración/verificación in situ. Dicho desarrollo corresponde al MVR Calibrator (Multi-Variable Reference Calibrator), el cual cuenta con el alcance, flexibilidad de operación y exactitud necesaria para fortalecer el programa de gestión metrológica de TGI.

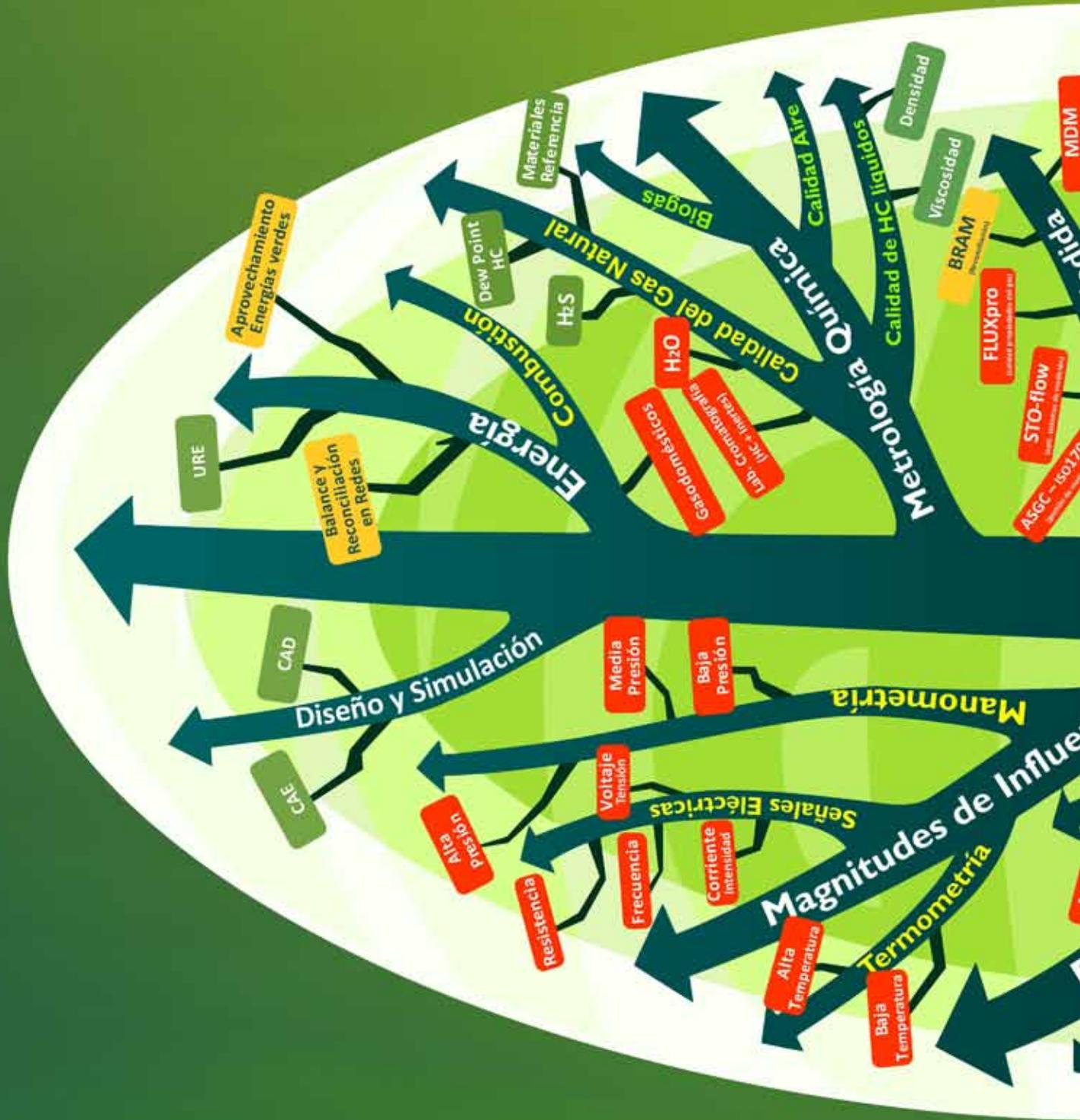
El desarrollo del patrón de verificación, MVR Calibrator, no solo sirvió para implementar un eslabón más en la cadena de trazabilidad, sino que permitió el desarrollo y validación de las herramientas computacionales y procedimientos requeridos en la implementación de la confirmación metrológica a partir del estándar internacional ISO 10012 en la implementación.

Para finalizar se resalta el valor agregado asocia-

do al desarrollo tecnológico obtenido a partir de la suma de fortalezas existentes actualmente a nivel nacional. Más allá de la apropiación del conocimiento y la gestión del mismo, se aprecia que una solución proyectada para la implementación de la norma internacional ISO 10012 puede servir como herramienta de investigación, para la validación de métodos de calibración, la estimación de incertidumbre basada en datos reales (no en experiencia) y la calificación del personal responsable de la diseminación de la trazabilidad en las mediciones. La sinergia entre TGI y el CDT de GAS (industria / CDT) es clave para la apropiación del conocimiento y especialmente para su aplicación para la mejora productiva.

## 6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] NTC ISO 10012 “Sistemas de Gestión de la Medición. Requisitos para los Procesos de Medición y los Equipos de Medición”, ICONTEC, 2003.
- [2] API MPMS Chapter 21, Sección 1”Flow Measurement Using Electronic Metering System - Electronic Gas Measurement”.
- [3] JCGM 100 “Evaluation of Measurement Data - Guide to the expression of Uncertainty in Measurement”, 2008
- [4] JCGM 200: “Vocabulario Internacional de Metrología - Conceptos Fundamentales y Generales y Términos Asociados (VIM)”, 3ra Edición, 2008.
- [5] Bicking C.A. “Some Uses of Statistics in the Planning of Experiments. Industrial Quality Control”, 1954
- [6] Informe de Ingeniería No. INFG - 10 - VAR - 032 - 1408 e INFG - 10 - VAR - 082 - 1408 “Confirmación metrológica basada en ISO 10012 para las mediciones de presión, temperatura y magnitudes eléctricas”, Convenio TGI S.A. ESP y CDT de GAS, 2010
- [7] Bolea Gonzales B. “ISO 10012 y UNE 66180: Marco Idóneo para la Gestión Metrológica de centros de Investigación”, 2009.
- [8] RUT





# METROLOGÍA



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

- Projectado
- En Desarrollo
- Desarrollado

# Ciencia

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

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.

## MEDIDOR MODULAR DE GAS HUMEDO Y FLUJO MULTIFASICO

Daniel J. Rodríguez  
Weatherford International Ltd.  
22001 North Park Drive, Kingwood, Texas 77339, USA.  
+1 281.348.1169 (Directo) +1 281.348.1122 (Fax)  
daniel.rodriguezcampo@weatherford.com

### Resumen:

Un medidor modular en línea de gas húmedo y flujo multifásico ha sido desplegado exitosamente en el campo. El equipo fue desarrollado inicialmente en su versión no-nuclear para la medición de gas húmedo preservando cierta capacidad de medición de tendencias en flujo multifásico. La configuración para gas húmedo incluye un dispositivo Sonar que mide la velocidad del flujo y una tobera-Venturi que mide el momento del flujo. Una segunda configuración incluye un densitómetro gamma que extiende la capacidad del instrumento para cubrir regímenes multifásicos en el rango completo de fracción volumétrica de gas (0-100% GVF). Ambas configuraciones emplean un espectrómetro que opera en el infrarrojo cercano para medir el corte de agua en presencia de gas, sin importar la química del agua y el estado de la emulsión.

Este artículo presenta el principio de cálculo empleado para cada configuración, el rango de aplicación para cada configuración, y el desempeño del medidor. Los resultados obtenidos en laboratorios de flujo altamente reconocidos en la industria y el desempeño actual en el campo demuestran la gran exactitud, estabilidad, y confiabilidad del dispositivo para aplicaciones de gas húmedo y flujo multifásico.

## 1. INTRODUCCIÓN

La medición en línea de gas húmedo y flujos multifásicos es una tecnología madura y presenta una alternativa real respecto a los métodos tradicionales de separación y separación parcial.

Aunque la mayoría de los medidores multifásicos comercialmente disponibles se introdujeron como soluciones para el rango medio y bajo de fracción volumétrica de gas (GVF), el medidor Alpha fue desarrollado inicialmente como una solución no-nuclear para la medición de gas húmedo. Los requerimientos claves en su diseño incluyeron:

- Robustez mecánica y de medición.
- Menorsensibilidad respecto a la incertidumbre en las propiedades de los fluidos.
- Amplio rango de medición.

Las mediciones de caudales de gas húmedo requieren de por lo menos dos métodos independientes de medición de flujo o la combinación de una medición de flujo con un modelo de PVT [1]. Una forma tradicional de efectuar la medición en línea combina dos dispositivos de presión diferencial con geometría distinta entre sí (e.g. un Venturi más un v-cone, ó dos Venturis con una relación Beta diferente en cada uno) [2]. Cada Venturi tiene una respuesta de sobre-lectura característica de su geometría a medida que incrementa la cantidad de líquido en el gas húmedo [3]. El propósito de combinar dos geometrías disímiles es generar dos ecuaciones tendencias de flujo independientes y con suficiente contraste entre sí. Los conceptos de sobre-lectura e independencia están detallados en la sección 2.2.2. de este artículo.

Si no se satisface la condición de independencia, las ecuaciones son redundantes y las dos cantidades desconocidas (flujo total y GVF) no se pueden hallar. Si las ecuaciones son independientes pero el contraste es insuficiente, la resolución en términos de GVF empeora lo cual resulta en un deterioro en la exactitud de medición, afectando sobre todo la medición de caudal de líquido. El contraste mejora en la medida en que la geometría se hace más disímil pero el rango total de medición disminuye al mismo tiempo. En consecuencia, el método que combina dos dispositivos de presión diferencial representa elegir un compromiso entre máxima exactitud o máximo rango de medición.

El dispositivo Sonar presenta una ventaja única puesto que su característica de sobre-lectura es muy leve. Como resultado, la combinación del dispositivo Sonar con un dispositivo de presión diferencial (DP) resulta en un par de ecuaciones de flujo con máximo contraste entre sí sin sacrificar el rango de medición del sistema.

La combinación de la tobera-Venturi con el Sonar provee primordialmente una solución para la medición de gas húmedo aunque también posee la capacidad de reportar tendencias de flujo en el rango completo de GVF. No obstante, la exactitud del método de contraste se degrada progresivamente a medida que el contenido de líquido excede los límites nominales del gas húmedo para entrar al régimen multifásico.

En el rango multifásico completo (0 -100% GVF), se requiere un método alternativo para discriminar entre líquido y gas. Para este propósito, la configuración alternativa del sistema incluye un densitómetro gamma que opera en un solo nivel de energía. Una vez que el sistema incluye este método independiente de medir el GVF, el caudal de flujo total se puede medir con el Sonar ó la tobera-Venturi. Esta medición redundante del caudal total hace al sistema más robusto puesto que el Sonar y la tobera-Venturi se pueden comparar directamente para detectar inconsistencias en el flujo total. El rango de medición del sistema también se extiende porque el Sonar puede operar por encima del límite superior del transductor de presión diferencial, y el transductor de presión diferencial puede operar por debajo del requerimiento mínimo de presión dinámica del Sonar.

Una vez que se tiene el caudal total y el GVF, los flujos de gas y líquido se pueden calcular directamente. El espectrómetro infrarrojo Red Eye MP se emplea en ambas configuraciones para discriminar el agua y el hidrocarburo líquido en la fase líquida de la mezcla. Este método independiente de medición del corte de agua en presencia de gas, sin importar la química del agua, ni el estado de la emulsión representa una ventaja clave para el sistema particularmente para condiciones de alto GVF. Otras técnicas de medición del corte de agua son muy sensibles a la incertidumbre en las propiedades de los fluidos al operar dentro del régimen de gas húmedo.

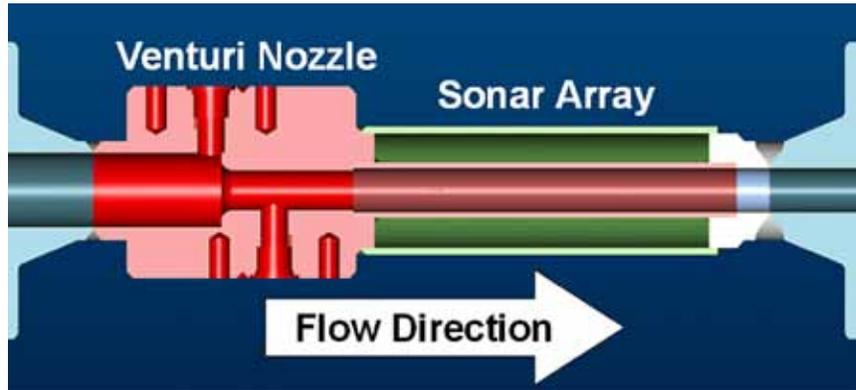


Figura 1. Sección VS

El diseño modular del sistema permite tres combinaciones prácticas de instrumentos primarios (tobera-Venturi, Sonar, Red Eye y Densitómetro):

- VS : gas húmedo (corte de agua fijo)
- VSR: gas húmedo (0-100% en corte de agua)
- VSRD: multifásico (0-100% en GVF y corte de agua)

## 2. DESCRIPCIÓN DEL MEDIDOR

### 2.1. Instrumentos Primarios

La tobera-Venturi y el Sonar están integrados en una misma sección de tubería (VS). La Figura 1 es una representación esquemática del VS. El arreglo de sensores del Sonar está instalado a lo largo de la superficie externa de un tubo interior que es una extensión de la garganta de la tobera. Otro tubo concéntrico de mayor diámetro protege el volumen anular que contiene los sensores y demás componentes electrónicos montados sobre el tubo interior.

Este diseño es conveniente porque el flujo acelera y se homogeniza antes de alcanzar el arreglo del Sonar. La aceleración extiende el rango del sonar y la homogeneización hace la medición de la velocidad del flujo menos susceptible a las variaciones del régimen de flujo aguas arriba del medidor.

El Red Eye es un dispositivo opcional que se instala a través de una brida en una sección de tubería aguas abajo de la sección VS. El densitómetro es un segundo dispositivo opcional instalado externamente en una sección de tubería que puede ser compartida con el Red Eye. La Figura 2 muestra la configuración típica de un sistema VSRD.

### 2.1.1. Tobera-Venturi

La geometría de la tobera-Venturi ISA 1932 [4] fue seleccionada por ser menos susceptible a sufrir daños por erosión del material que un Venturi tipo Herschel. En un régimen de flujo de gas húmedo, esta geometría exhibe una respuesta de sobre-lectura marcada, bien definida, y similar a la de un Venturi estándar. La menor longitud de la admisión convergente permite un diseño compacto para la sección VS. La sección VS no incluye un cono difusor en su diseño porque la recuperación de presión es apenas marginal para flujos multifásicos.

La Figura 3 muestra el desempeño básico de la tobera-Venturi en flujo monofásico según pruebas realizadas en diversas facilidades de flujo.

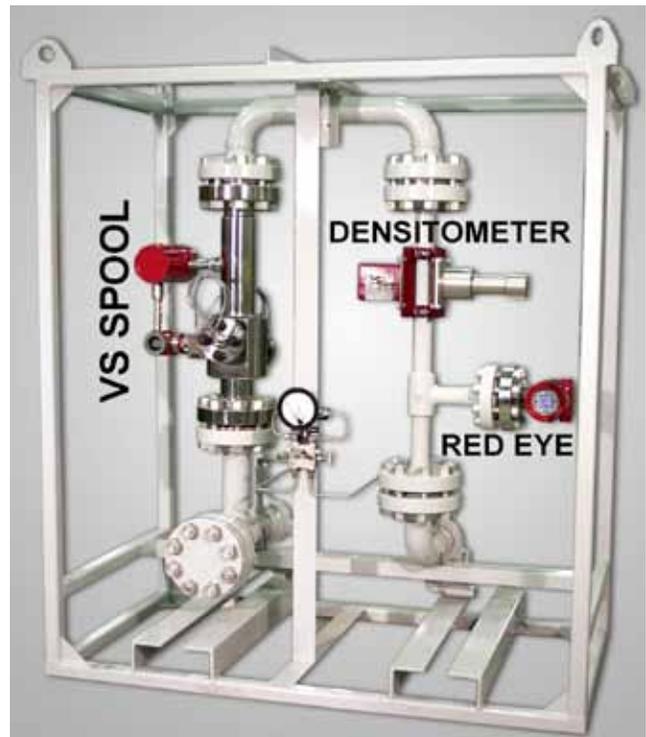


Figura 2. Configuración VSRD

La tobera puede medir flujos monofásicos con una exactitud de  $\pm 1.5\%$  si se usa la ecuación para el coeficiente de descarga del estándar de ASME [4] sin modificación alguna. El desempeño de la tobera es similar al del sonar en flujo monofásico aunque por naturaleza la tobera tiene un rango menos amplio. Sin embargo, es posible ampliar el rango si se usan dos transductores de presión diferencial con rangos ligeramente sobrepuestos.

### 2.1.2. Sonar

El dispositivo Sonar es una variante de la tecnología de fibra óptica usada para la medición de flujo multifásico en fondo de pozo [5]. La tecnología ha sido modificada para uso en medidores de superficie al reemplazar las bobinas de fibra óptica con sensores película piezoeléctrica de menor costo. La tecnología es no-intrusiva, no tiene sensores en contacto con el fluido, y ofrece excelente resistencia a daños causados por mecanismos de erosión y corrosión.

El flujo turbulento contiene vórtices que son transportados convectivamente por el fluido. Los vórtices mantienen su intensidad a lo largo de varios diámetros de la tubería y eventualmente decaen. Nuevos vórtices se generan continuamente debido a las fuerzas viscosas al interior del fluido y la fricción entre el fluido y la pared del tubo.

Un arreglo de sensores de deformación montados circunferencialmente y distribuidos axialmente miden las fluctuaciones de presión asociadas con los vórtices de turbulencia. La velocidad convectiva de los vórtices se calcula a partir de las fluctuaciones de presión por medio de algoritmos de procesamiento de arreglos del tipo sonar. El flujo volumétrico es directamente proporcional a la velocidad convectiva medida por el Sonar. Una calibración basada en el número de Reynolds se aplica para corregir la forma del perfil de velocidad. La Figura 4 demuestra que se obtuvo una exactitud de  $\pm 1.5\%$  al usar una calibración única durante una serie de pruebas realizadas en diversas facilidades de flujo. Como se mencionó anteriormente, el rango de operación de un dispositivo Sonar es por naturaleza más amplio que el de un dispositivo de presión diferencial.

Bajo un régimen de flujo de gas húmedo, el Sonar reporta un flujo volumétrico algo superior al real. Sin embargo esta sobre-lectura es bastante

leve si se la compara con la sobre-lectura de la tobera.

### 2.1.3. Red Eye MP

El medidor de corte de agua Red Eye MP es un espectrómetro de filtros multicanal diseñado para la medición precisa de fracciones de agua e hidrocarburo líquido. Tiene la capacidad de operar en condiciones de flujo donde el GVF es superior a 20%.

La unidad emplea una tecnología de sensores ópticos basada en la transmisión de radiación en el infrarrojo cercano a través de una mezcla de fluidos. El instrumento mide la absorbancia para varias longitudes de onda discretas (usualmente 4 a 6). Las longitudes de onda se seleccionan de acuerdo a las características de absorción de los componentes típicos de la mezcla (líquido y/o gas).

Para mezclas de agua e hidrocarburo líquido, la absorbancia varía normalmente en forma lineal con la concentración de los componentes. El Red Eye MP utiliza la relación de absorbancias para determinar la concentración de cada componente. El cálculo consiste en la solución de un sistema de ecuaciones simultáneas. Esta técnica es independiente de la salinidad y la densidad de líquido y es insensible a la presencia de gas, cambios en el estado de la emulsión, y la vibración mecánica del sistema.

Una descripción más detallada del principio de operación del Red Eye MP está fuera del alcance del presente artículo. Los resultados de la medición de corte de agua en flujo multifásico [6] y gas húmedo [7] han sido reportados en publicaciones previas.

### 2.1.4. Densitómetro

Los densitómetros gamma constituyen un método establecido de medir las fracciones de cada fase en un flujo multifásico [8]. Para mezclas de gas y líquido y radiación con niveles de energía relativamente altos ( $> 100$  keV), la fracción vacía de gas se determina a partir de la comparación de atenuación causada por la mezcla multifásica respecto a la atenuación causada por los casos de referencia (100% gas y 100% líquido). En términos de la intensidad de radiación la fracción vacía de gas,  $\alpha$ , de una mezcla homogénea está dada por

$$\alpha = \frac{\ln I_m - \ln I_l}{\ln I_g - \ln I_l} \quad (\text{Ec.1})$$

donde  $I_m$  e  $I_l$  son las intensidades para los casos de 100% gas y 100% líquido respectivamente. La intensidad medida,  $I$ , a través de un material dado en relación a la intensidad inicial,  $I_0$ , y el trayecto a través del material,  $x$ , está dada por

$$I = I_0 e^{-\mu x} \quad (\text{Ec.2})$$

donde  $\mu$  es el coeficiente de atenuación lineal.

El coeficiente de atenuación lineal depende de la densidad del material. Por lo tanto, es necesario conocer las densidades de los componentes para encontrar las fracciones de cada componente de la mezcla. Las densidades del gas, el hidrocarburo líquido y el agua se determinan a partir del PVT. Una medición independiente del corte de agua permite calcular la densidad de la

fase líquida. El Red Eye MP provee esta medición independiente del corte de agua. Como resultado, un detector de radiación para un único nivel de energía se puede emplear para medir la fracción vacía de gas. Este método presenta mínima interacción en las incertidumbres de la fracción vacía de gas y el corte de agua, y una sensibilidad reducida respecto a la incertidumbre en las propiedades de cada componente.

Cuando una medición independiente no está disponible y se requiere resolver más de una fracción, es necesario medir la atenuación para dos o más niveles de energía en el mismo detector de manera simultánea [9]. No obstante, encontrar las fracciones de componentes con densidades similares (e.g. corte de agua) representa un reto significativo [10]. Notoriamente, la medición de baja energía pierde resolución para el corte de agua en condiciones de alto GVF. A su vez, los cambios en la salinidad del agua afectan las mediciones de GVF y corte de agua simultáneamente.

También existe cierta variabilidad geométrica en la forma en que se implementa la medición. La geometría más común utiliza una fuente de radiación y un detector diametralmente opuesto (un solo haz de medición). Algunos sistemas compensan los efectos del régimen de flujo utilizando una sola fuente y múltiples detectores que efectúan mediciones a lo largo de múltiples trayectorias a través del fluido.

El densitómetro gamma usado en la configuración VSRD, es un dispositivo de un solo haz de medición y un nivel de energía con una fuente radioactiva de Cesio-137 (662 keV). Normalmente el sistema emplea fuentes relativamente pequeñas (2 a 5 mCi).

La medición de GVF con un densitómetro de un solo haz está basada en dos suposiciones básicas:

- El flujo es homogéneo, lo cual valida la ecuación 1.
- La diferencia de velocidades entre la fase gaseosa y la fase líquida (slip) es despreciable o se puede corregir mediante un modelo. Esto valida  $GVF = \alpha$ .

Tanto la geometría como la orientación del densitómetro son determinantes para satisfacer ambas suposiciones. Para obtener una medición robusta de GVF, se combinan el flujo vertical,

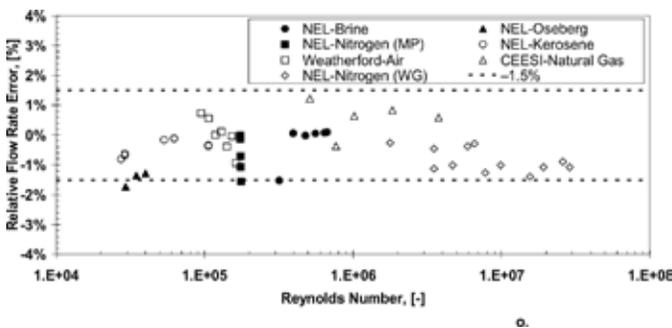


Figura 3. Desempeño de la tobera en flujo monofásico

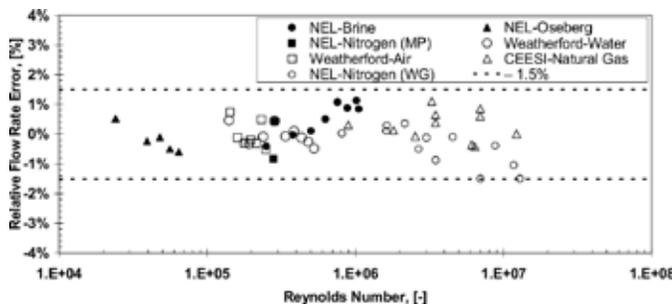


Figura 4. Desempeño del Sonar en flujo monofásico.

los diámetros internos reducidos, y los efectos homogeneizantes de codos y tes. La Figura 5 muestra el desempeño sin corrección por slip del densitómetro durante las pruebas realizadas en SwRI.

## 2.2. Configuración para Gas Húmedo (VSR)

### 2.2.1. Cálculo VSR

Los cálculos para gas húmedo consisten en hallar el GVF y el flujo total usando las mediciones de los instrumentos primarios. El proceso se puede resumir en tres pasos (Ver Figura 8).

Primero, la presión y temperatura del proceso entran a un módulo de cálculos de PVT para determinar el valor de las propiedades (densidad, viscosidad, y la razón de calores específicos) de los fluidos (agua, hidrocarburo líquido, y gas). El corte de agua medido por el Red Eye MP se utiliza para calcular las propiedades de la fase líquida a partir de las propiedades del agua y el hidrocarburo líquido. La sección VS incluye un transductor multivariable (MVT) que reporta la presión estática y la temperatura del proceso además de la presión diferencial de la tobera. Un sensor tipo RTD asegurado a la superficie exterior del tubo interior del Sonar se utiliza para medir la temperatura que el MVT reporta.

A continuación, las ecuaciones de sobre-lectura para el Sonar y la tobera se solucionan simultáneamente para encontrar el flujo total y el GVF. Una conversión simple de estas dos variables produce los flujos de gas y líquido. La naturaleza de las ecuaciones de sobre-lectura y el concepto

de contraste de medición se discuten en la sección siguiente de este artículo.

Finalmente, la medición independiente del corte de agua se usa para calcular los flujos de hidrocarburo líquido y agua a partir del flujo de líquido.

### 2.2.2. Contraste de Medición

La sección VS provee dos mediciones independientes - la velocidad del Sonar y la presión diferencial de la tobera. Para un medidor de gas húmedo es deseable que cada instrumento tenga una característica de sobre-lectura que dependa principalmente del contenido líquido y en menor grado de otros parámetros como el número de Froude y la presión estática.

Una correlación de sobre lectura de dos parámetros para la tobera (ORV) se ha adoptado para flujo vertical hacia arriba en lugar de correlaciones más tradicionales como la de De Leeuw. La definición y forma general de la correlación es

$$ORV = \frac{Q_{g,apparent}}{Q_{g,ref}} \quad (Ec.3)$$

con

$$ORV = f_1(LMQ, Fr_g) \quad (Ec.4)$$

donde la calidad másica del líquido se define como

$$LMQ = \frac{m_l}{m_t} \quad (Ec.5)$$

y el número de Froude para el gas es

$$Fr_g = \frac{V_{sg}}{\sqrt{gD}} \sqrt{\frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g}} \quad (Ec.6)$$

La correlación de sobre-lectura del Sonar (ORS) se establece en base a la velocidad medida y la calidad másica del líquido como:

$$ORS = \frac{Q_{t,apparent}}{Q_{t,ref}} \quad (Ec.7)$$

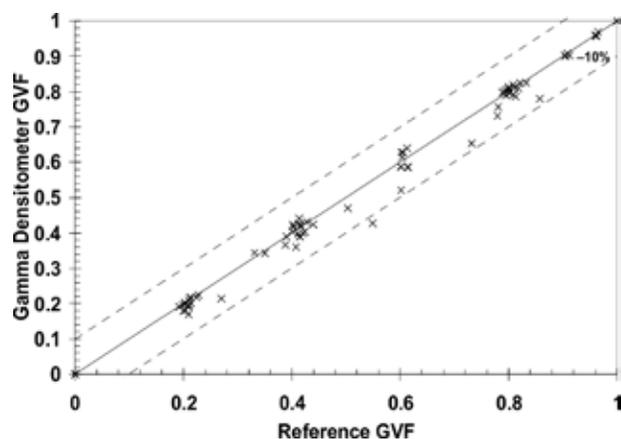


Figura 5. GVF medido por el densitómetro gamma (sin corrección por slip)

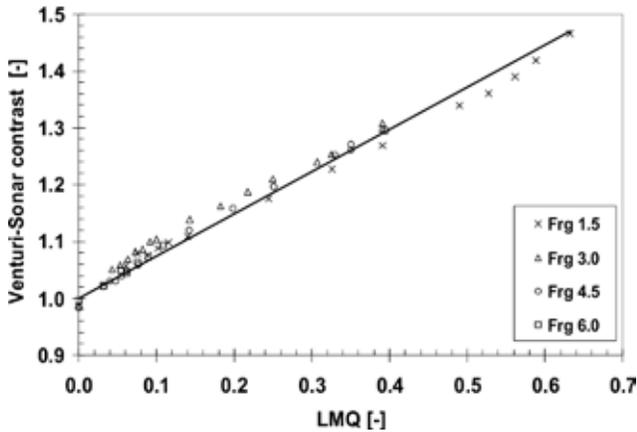


Figura 6. Contraste entre la tobera Venturi y el Sonar en flujo vertical de gas húmedo.

$$Q_{t, \text{apparent}} = V_m \cdot A \quad (\text{Ec.8})$$

$$ORS = f_2(LMQ, Fr_g) \quad (\text{Ec.9})$$

donde  $V_m$  es la velocidad de la mezcla medida por el Sonar y corregida según la calibración por número de Reynolds. Una condición necesaria para encontrar el flujo total y el GVF es tener dos ecuaciones independientes que caractericen las sobre-lecturas de los instrumentos (ORV y ORS). La capacidad de un par de mediciones para medir el GVF del gas húmedo con buena resolución se puede cuantificar al calcular la razón de las

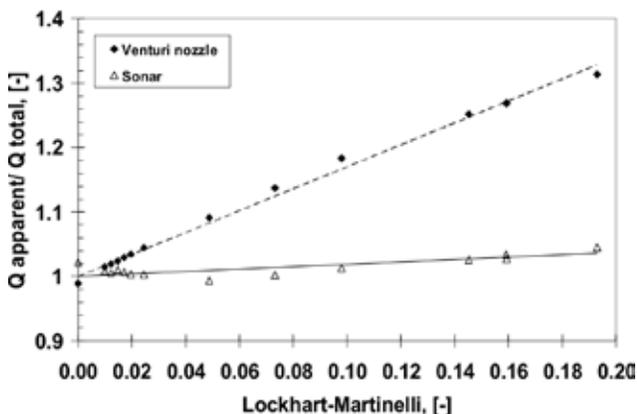


Figura 7. Diferencia de pendiente entre las tendencias de sobre-lectura.

dos sobre-lecturas a medida que aumenta el contenido de líquido en la mezcla. Si existe una tendencia monótona para esta razón ó contraste, el sistema siempre tiene una solución única.

Las pruebas de flujo de gas húmedo en CEESI y NEL han demostrado que el contraste entre la tobera y el Sonar en flujo vertical hacia arriba tiene una tendencia monótona. La Figura 6 muestra la tendencia del contraste contra el contenido de líquido expresado en términos de la calidad másica del líquido (LMQ). La tendencia de contraste monótona y con una pendiente empinada asegura que las ecuaciones tienen una solución única, con buena resolución, y con menor sensibilidad a la incertidumbre en las propiedades de los fluidos.

Una manera alternativa de ilustrar el contraste entre las dos tendencias de sobre-lectura es mostrar la pendiente para cada instrumento por separado. La Figura 7 muestra la razón entre flujo aparente y el flujo total para cada instrumento contra el parámetro de Lockhart-Martirelli (para  $Frg=4.5$ ). La marcada diferencia entre las dos pendientes muestra que la combinación de tobera y Sonar tiene una resolución óptima.

### 2.3. Configuración para Flujo Multifásico (VSRD)

El cálculo para la configuración VSRD es relativamente simple comparado con el cálculo para la configuración VSR. No se requiere iterar para encontrar la solución puesto que las dos fracciones (GVF y corte de agua) se miden independientemente. El proceso se puede resumir en cuatro pasos (Ver Figura 9). El primer paso, donde se determinan las propiedades de los fluidos, es idéntico al caso del VSR. El segundo paso utiliza el densitómetro para determinar el GVF de la manera descrita en la sección 2.1.4.

El tercer paso consiste en escoger entre el Sonar (modo SRD) y la tobera (modo VRD) para calcular el caudal de flujo total. El algoritmo efectúa esta selección automáticamente según el rango óptimo para cada instrumento. Si ambos instrumentos están en rango, es posible compararlos para detectar inconsistencias en la medición.

El GVF del paso anterior se usa para calcular la densidad de la mezcla para los cálculos de flujo total. Una vez se encuentran el flujo total y el GVF, un cálculo elemental provee los flujos de

gas y líquido. Si el GVF medido por el densitómetro corresponde a condiciones de gas húmedo, el algoritmo también puede ejecutar el cálculo para el modo VSR descrito en la sección 2.2.1. para verificar el resultado. Finalmente, la medición independiente del corte de agua se usa para calcular los flujos de hidrocarburo líquido y agua a partir del flujo de líquido.

### 3. RESULTADOS EN PRUEBAS DE FLUJO

#### 3.1. Resultados para Gas Húmedo (VSR)

La configuración VSR fue probada en CEESI (Colorado) y NEL (Escocia) bajo condiciones de gas húmedo en 2007 y 2008.

La Figura 10 muestra el desempeño en la medición del caudal de gas para la configuración VSR. El error relativo en la medición del caudal de gas se detalla en la Figura 11. Se debe hacer una distinción entre el desempeño según el número de Froude,  $F_{rg}$ . La serie de datos marcada “ $F_{rg} < 0.8$ ” demuestra cómo el desempeño se degrada a bajo  $F_{rg}$  debido a un cambio en el régimen de flujo. Este hecho debe ser tenido en cuenta para dimensionar correctamente el medidor para que opere por encima de un mínimo valor de  $F_{rg}$ .

La Figura 12 muestra el desempeño en la medición del caudal de líquido para la configuración VSR. Los datos para gas húmedo tipo I y tipo II según la definición de API [11] se muestran conjuntamente en la gráfica. La Figura 13 muestra el error relativo en la medición del caudal de líquido para gas húmedo tipo II ( $X_{LM} > 0.02$ ). Las líneas punteadas muestran que la mayoría de los datos con  $F_{rg} > 0.8$  están contenidos en una banda de incertidumbre de  $\pm 20\%$ .

Como es de esperarse, la incertidumbre aumenta a medida que la cantidad de líquido disminuye respecto a la cantidad de gas y el parámetro de Lockhart-Martinelli se acerca al límite de gas húmedo tipo I ( $X_{LM} = 0.02$ ). Por este motivo, es más apropiado calcular el error en términos absolutos con una banda de incertidumbre de  $\pm 0.5$   $m^3/hr$  que abarca todos los casos sin importar el valor de  $F_{rg}$  (Ver Figura 14).

La Figura 15 muestra que la variación en el corte de agua no tiene un efecto significativo en el error en la medición del líquido. Esto demuestra que el desempeño no se ve notoriamente afectado por cambios en la viscosidad y la densidad del líquido.

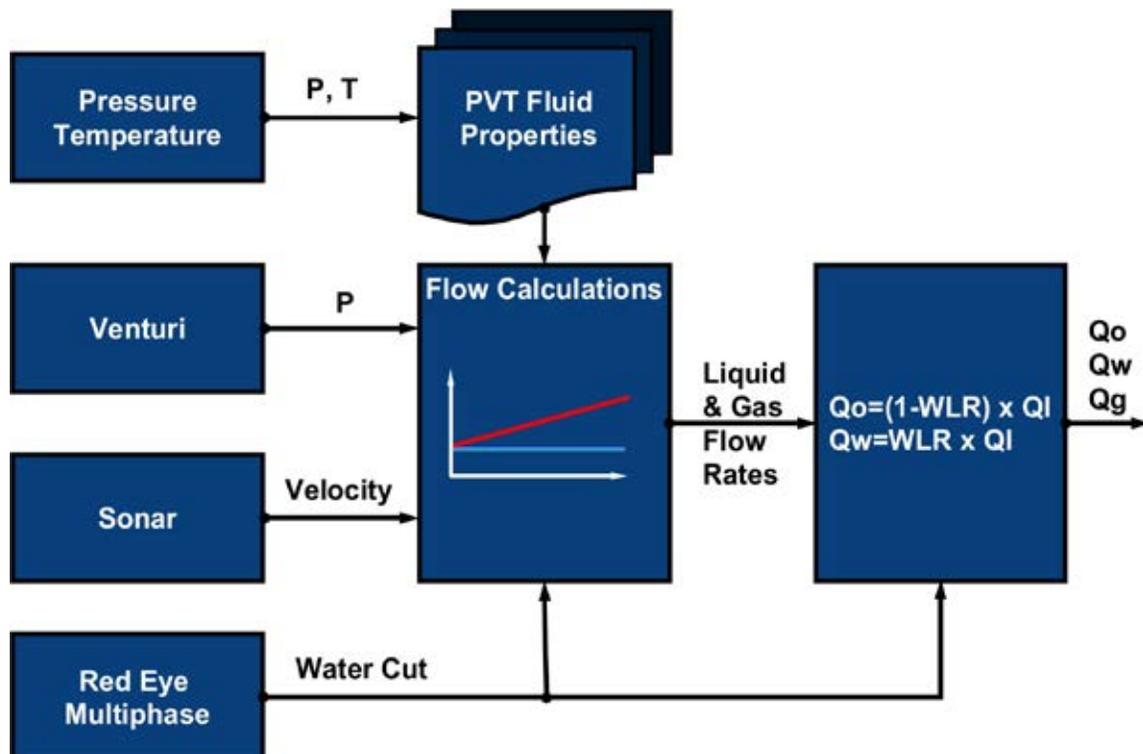


Figura 8. Cálculo VSR

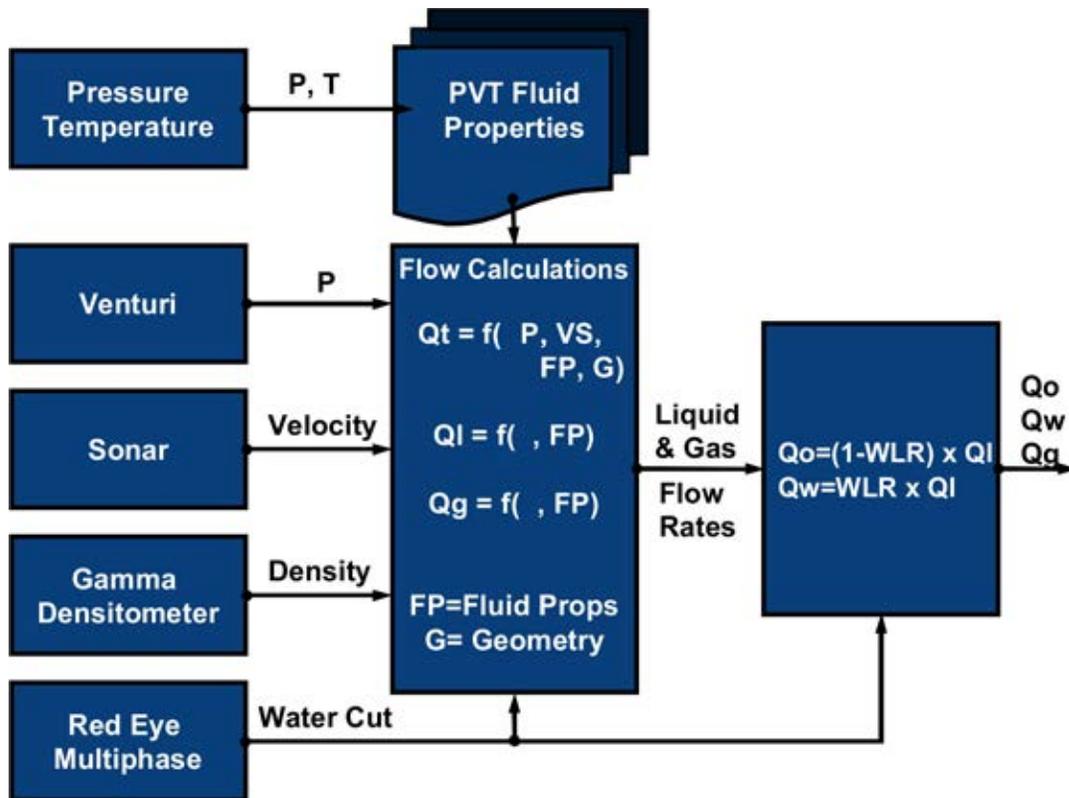


Figura 9. Cálculo VSRD

### 3.2. Resultados para Flujo Multifásico (VSRD)

La configuración VSRD fue probada en la facilidad de flujo multifásico de SwRI (San Antonio, Texas) en 2009. Las Figuras 16 a 18 muestran el desempeño para los caudales de gas, líquido y de flujo total respectivamente. Estos resultados abarcan el rango completo de GVF (Ver Figura 5). Todas las condiciones de flujo estaban dentro del rango óptimo para la tobera donde el algoritmo opera bajo el modo VRD.

El flujo total calculado por el Sonar también se emplea a manera de verificación (modo SRD). Aunque algunas condiciones de flujo estaban por debajo del requerimiento mínimo de presión dinámica para el Sonar (marcadas como  $Q_s < 0.3$  en la Figura 19), el desempeño del modo SRD es muy similar al del modo VRD.

## 4. DESPLIEGUE EN EL CAMPO

El medidor de flujo modular ha sido desplegado

en el campo para instalaciones costa-adentro y costa-afuera de tres grandes compañías petroleras independientes (súper-majors) y una NOC. La aplicación principal de esta tecnología ha sido como reemplazo de separadores de prueba fijos y portátiles. También se han entregado secciones VS (sin Red Eye MP) para instalaciones en cabeza de pozo donde el corte de agua no es una prioridad.

El desempeño del medidor en el campo ha estado en línea con las especificaciones obtenidas durante las pruebas de laboratorio. En por lo menos una ocasión el operador aprobó oficialmente el medidor para propósitos de asignación de producción (allocation).

El desempeño en campo del medidor será reportado con más detalle cuando se obtenga la autorización de los operadores para publicar los datos en futuros artículos.

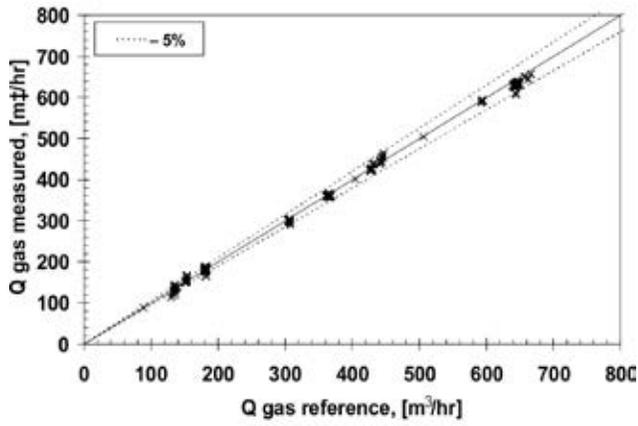


Figura 10. Caudal de gas (VSR)

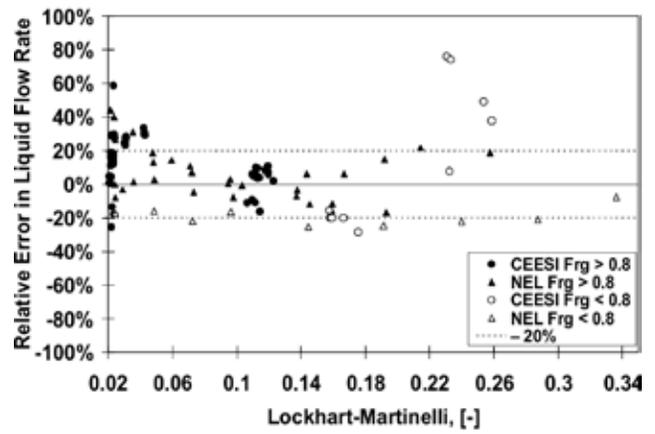


Figura 13. Error relativo de Q<sub>l</sub> (VSR, gas húmedo tipo I)

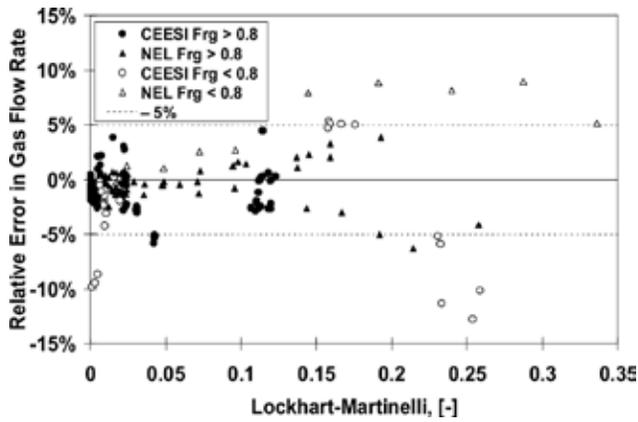


Figura 11. Error relativo de Q<sub>g</sub> (VSR)

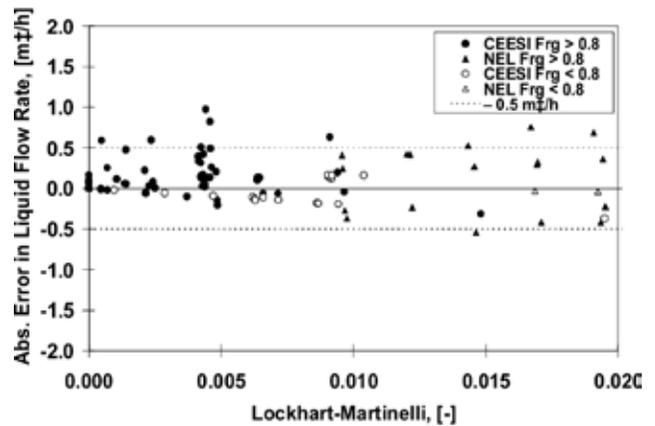


Figura 14. Error absoluto de Q<sub>l</sub> (VSR gas húmedo tipo I)

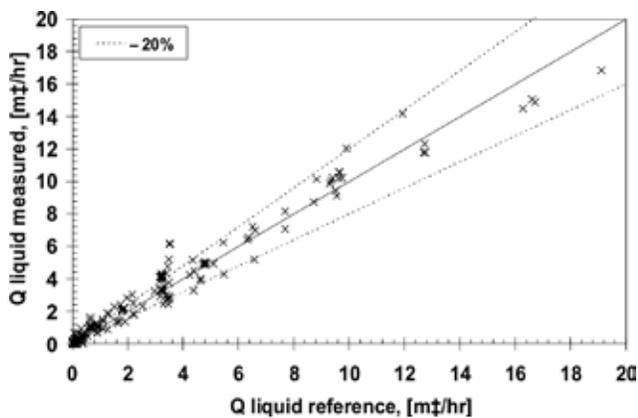


Figura 12. Caudal de líquido (VSR)

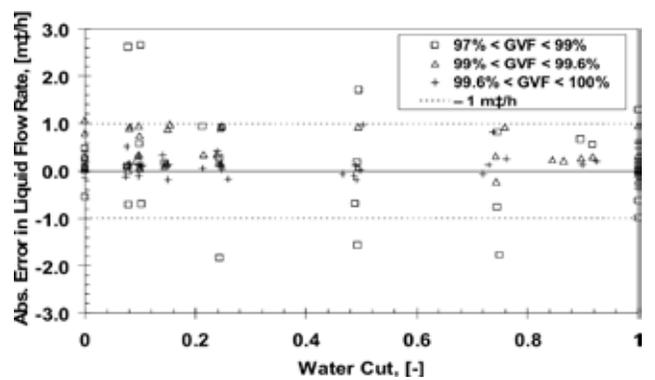


Figura 15. Error absoluto de Q<sub>l</sub> vs. corte de agua

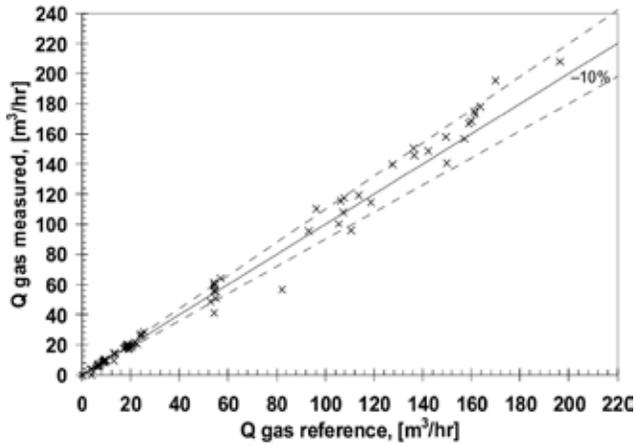


Figura 16. Caudal de gas (VSRD)

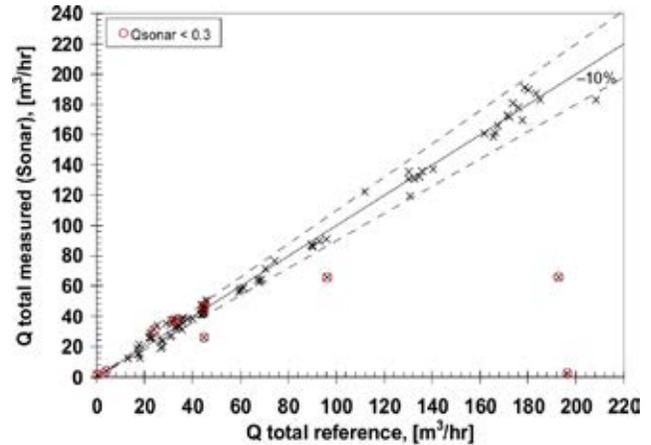


Figura 19. Caudal total (SRD)

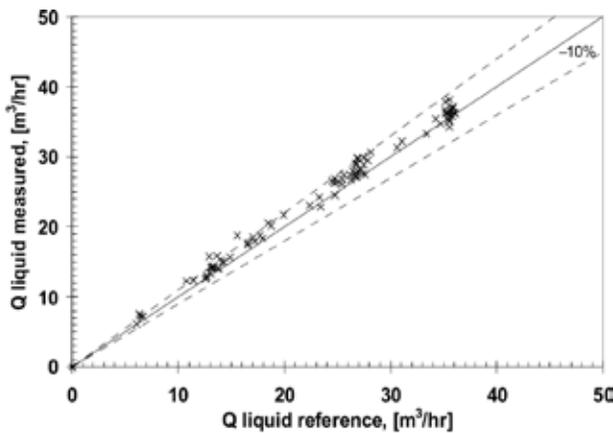


Figura 17. Caudal de líquido (VSRD)

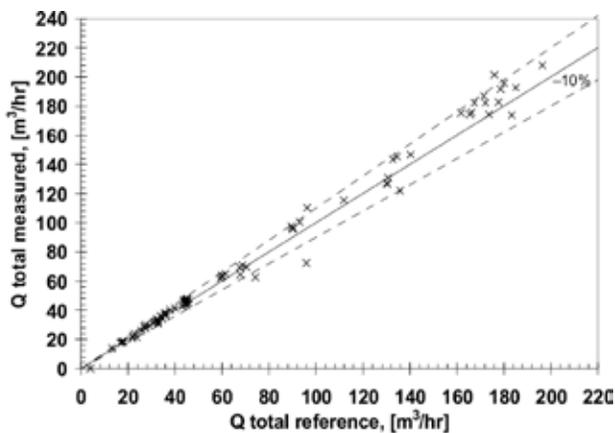


Figura 18. Caudal total (VRD)

## 5. CONCLUSIONES

Este medidor modular en línea para gas húmedo y flujo multifásico ha madurado más allá de sus etapas de desarrollo inicial. En la actualidad es un paquete de tecnología comercial para aplicaciones costa-adentro y costa-afuera. El sistema ha demostrado tener un desempeño excelente en laboratorios de flujo ampliamente reconocidos en la industria y ha tenido un despliegue exitoso en el campo.

El medidor ofrece ventajas únicas:

- Medición independiente del corte de agua (0 a 100%) sin efectos de salinidad y estado de emulsión.
- Capacidad verdadera de medición de tres fases en gas húmedo sin dispositivos nucleares.
- Operación en el rango multifásico completo (0 a 100% GVF) con medición redundante del flujo total.
- Sensibilidad reducida respecto a la incertidumbre en las propiedades de los fluidos.
- Amplio rango de operación.

## AGRADECIMIENTO

El autor agradece a Weatherford Intl. Ltd. por su apoyo y autorización para presentar este trabajo. Asimismo agradece a BP Exploration Operating Company Limited por su apoyo durante el desarrollo de este medidor. Una multitud de colegas también ha contribuido directamente en este trabajo.

## NOMENCLATURA

### Acrónimos y Símbolos

A	=	Área
CEESI	=	Colorado Engineering Experiment Station, Inc
D	=	Diámetro Local
f	=	Función
Fr	=	Número densimétrico de Froude, [-]
g	=	Aceleración Gravitacional
GVF	=	Fracción Volumétrica de Gas (Qg/Qt), [-]
LMQ	=	Calidad Másica de Líquido
m	=	Flujo Másico
NEL	=	National Engineering Laboratory
NOC	=	Compañía Petrolera Nacional
ORS	=	Sobre-Lectura Sonar, [-]
ORV	=	Sobre-Lectura Venturi, [-]
Q	=	Flujo Volumétrico
SwRI	=	Southwest Research Institute
V	=	Velocidad
XMLM	=	Parámetro de Lockhart-Martinelli [-]
$\Delta P$	=	Presión Diferencial

### Subscriptos

g	=	Gas
l	=	Líquido
m	=	Mezcla
ref	=	Referencia
o	=	Aceite
s	=	Superficial
t	=	Total
w	=	Agua

## REFERENCIAS

- [1] Gysling, D.L., Lu, M., Wen, T., "Clamp-on Two Phase Measurement of Gas Condensate Wells Using Integrated Equation of State Compositional Models", North Sea Flow Measurement Workshop 2010.
- [2] Instrument Engineer's Handbook: Process Measurement and Analysis Volume I, Fourth Edition, Lipták, B.G. (editor), CRC Press, 2003, pp. 287-293.
- [3] De Leeuw, R., "Liquid Correction of Venturi Meter Readings in Wet-gas Flow", North Sea Flow Measurement Workshop 1997.
- [4] ASME MFC-3M-2004: Measurement of Fluid Flow in Pipes Using Orifice, Nozzle, and Venturi, Part 3. pp. 49-67.
- [5] Kragas, T.K., Johansen, E.S., Hassanali, H., and Da Costa, S. L., "Installation and Data Analysis of a Downhole, Fiber Optic Flowmeter at BP's Mahogany Field, Offshore Trinidad," SPE 81018, SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Port-of-Spain, 27-30 April 2003.
- [6] Hall, A., Lievois, J., and Adejuyigbe, B., "Testing of the Red Eye Near-Infrared Water Cut Monitor for Application as a Water Cut Sensor in Multiphase Flow Conditions", Multiphase Pumping and Technologies, International Conference & Exhibition, Abu Dhabi, 10-14 February 2007.
- [7] Hall, A. R. W., Lievois, J., and Adejuyigbe, B., "Testing of the Red Eye Near Infra-Red Water Cut Monitor in High GVF Multiphase Flow Conditions", South East Asia Hydrocarbon Flow Workshop, Kuala Lumpur, Mar. 2007.
- [8] Multiphase Flow Metering, First Edition, Falcone, G., Hewitt, G.F., Alimonti, C., Elsevier, 2010, pp. 61-76.
- [9] Scheers, A.M., Slijkerman, W.F.J., "Multiphase Flow Measurement Using Multiple Energy Gamma Ray Absorption (MEGRA) Composition Measurement", SPE 36593, 1996.
- [10] Scheers. L., "Challenges in Multiphase and Wet Gas Flow Metering for Applications with Limited Accessibility", North Sea Flow Measurement Workshop 2010.
- [11] "State of the Art Multiphase Flow Metering" API Publication 2566, First Edition, May 2004.

## Gas Natural Social

Importancia de los Planes Regionales y Departamentales en el Desarrollo de la Sociedad Colombiana

*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.



En Colombia, el CONPES definió durante el año de 1991 la política de masificación del gas natural, gracias a un estudio apoyado por la Comunidad Económica Europea. En mayo de 1992 la entonces Comisión Nacional de Energía aprobó el nuevo sistema de transporte gas y en 1993 un documento del Ministerio de Minas - Ecopetrol y Planeación Nacional insistió en la necesidad de una matriz energética económica y de fácil expansión. De esa manera ha venido extendiéndose por todo el país el servicio de gas natural y aunque hoy, en 2011, se constituye como un gran logro y no tiene discusión, aún se siente la necesidad de superar algunos escollos para que esta fuente energética llegue a muchos más hogares. En efecto, se busca la masificación del servicio de gas natural como una alternativa viable de mejora de las condiciones de vida de nuestros compatriotas, especialmente para aquellos con grandes necesidades básicas insatisfechas, que se encuentran en los estratos socioeconómicos menos favorecidos de la población.

## CONSTITUCIÓN POLÍTICA DE COLOMBIA - AÑO 1991

### CAPITULO V.

#### DE LA FINALIDAD SOCIAL DEL ESTADO Y DE LOS SERVICIOS PUBLICOS

**ARTICULO 365.** Los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado. Es deber del Estado asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional.

Los servicios públicos estarán sometidos al régimen jurídico que fije la ley, podrán ser prestados por el Estado, directa o indirectamente, por comunidades organizadas, o por particulares. En todo caso, el Estado mantendrá la regulación, el control y la vigilancia de dichos servicios. Si por razones de soberanía...

Desde los lejanos años de finales de los setenta en el siglo pasado -época en que se concibió la idea de hacer uso del gas natural en el país- hasta el presente 2011 en que Colombia ha logrado exportar su modelo de expansión del energético a países vecinos, diversas políticas estatales de promoción y diversos programas de la empresa privada, actúan en forma armónica, y han generado como resultado índices de cobertura del gas natural a nivel país, considerados hoy en día como uno de los casos de éxito, más resonantes dentro de la industria gasífera, no sólo a nivel latinoamericano, sino también a nivel mundial.

Dentro del marco de la Responsabilidad Social Empresarial, la Corporación CDT de GAS consultó a través de MET&FLU - Ciencia, Tecnología e Innovación, a uno de los importantes aliados para su consolidación y esto respondió al ser indagado sobre el denominado Gas Natural Social.

- 1) Ingeniero Gustavo Delvasto Jaimes<sup>1</sup>, para nadie es un secreto que usted ha transitado con éxito en el tema de la distribución del Gas Natural y últimamente en lo relacionado con el Gas Social, lo cual ha sido posible, al apoyarse responsablemente en las decisiones del gobierno nacional, cuando ha emitido reglamentaciones que buscan cumplir con el Artículo 365 de la Constitución Nacional Vigente. ¿Coméntenos, por favor, su trayectoria?

Los proyectos de masificación del gas natural para los departamentos en Colombia son parte de la última forma de desarrollo que ha venido teniendo el Plan Nacional de Gas y que en el presente han sido estructurados sobre la base de la cooperación entre los gobiernos departamentales y las empresas privadas de distribución. Un caso puntual de este tipo de proyectos es el del “Gasoducto del Ariari”, sistema de transporte de gas natural cofinanciado por la nación a

<sup>1</sup> \*Gustavo Delvasto Jaimes es especialista en Ingeniería de Gas, Ingeniero Mecánico y Director de Consultoría de Delvasto&Echeverria Asociados Ltda, firma que actualmente está a cargo de la Gerencia Técnica para la formulación e implementación del plan de gas en el departamento de Arauca.

## CRECIMIENTO DEL GAS NATURAL EN LATINOAMÉRICA (NUMERO TOTAL DE CONEXIONADOS POR PAÍS)

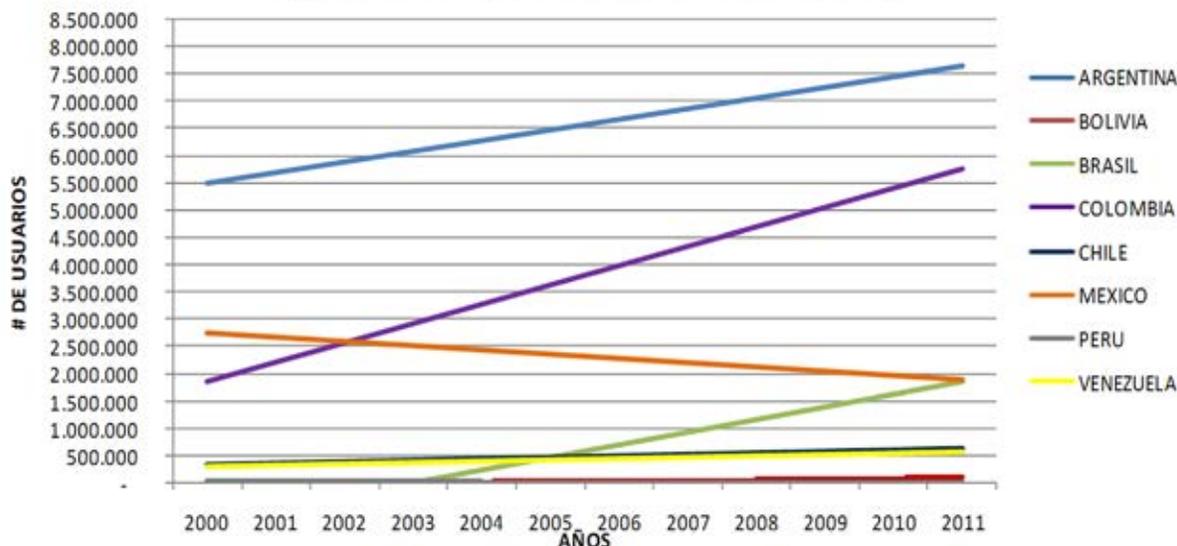


Figura 1. Tendencias del crecimiento de consumidores conectados en los países Latinoamericanos.

través del Ministerio de Minas y Energía (MME) y la Gobernación del Departamento del Meta. De este proyecto puedo conversar con tranquilidad y compartir las experiencias a través de este medio, dado que tuve la oportunidad de participar desde la Gerencia Técnica en un trabajo sinérgico y coordinado con la mencionada gobernación, permitiendo formular un plan de inversiones para el diseño, la construcción y la transferencia del ducto que felizmente hoy opera en un contrato entre TGI S.A. ESP, el MME y la Gobernación del Meta para el beneficio de más de 80.000 personas agrupadas en las casi 25.000 viviendas de los municipios de Granada, Guamal, Castilla y San Martín poblaciones de la Región del Ariari en el sur del Meta.

### 2) Desde ese punto de vista, entonces según su concepto, ¿las decisiones de los respectivos gobiernos han sido coherentes y están dando sus frutos?

Por supuesto, los datos de referencia que le muestro (en la figura 1) permiten apreciar para diversas naciones de nuestro continente, el crecimiento en la última década de la industria del gas natural, medido en consumidores por país.

Estos datos los hemos ido consolidando dentro de nuestra empresa<sup>2</sup> llevando juiciosamente estadísticas de registros oficiales de Colombia, Argentina, Chile, Perú, México, Venezuela, Brasil, y Bolivia que periódicamente muestran el creci-

<sup>2</sup> Delvasto & Echeverría Asociados Ltda

miento de los usuarios que se benefician del gas natural, y observe por ejemplo, que al evaluar el período correspondiente entre los años 2003 hasta lo corrido del 2011, es evidente que Colombia se consolida en primer lugar en Latinoamérica al contabilizar el número de usuarios reportados, presentando una de las evoluciones de cobertura más asombrosas (91.36% en el periodo referido), superando en las tasas de incremento de nuevos consumidores conectados de los últimos años, incluso a la República Argentina (24.05% para el mismo periodo) cuya centenaria industria viene desarrollándose desde mediados del siglo XIX y que se mantiene aún como el país, de este lado del mundo, con mayor número de consumidores del gas natural.

Al respecto es importante anotar, que la confianza en el proceso colombiano ha sido tal, que algunos países vecinos, como Brasil y Perú, recientemente han recibido con brazos abiertos a los inversionistas colombianos en claro reconocimiento al liderazgo alcanzado por la industria gasífera dentro del ámbito latinoamericano; se debe destacar especialmente, que en esta última nación han adoptado modelos técnicos y regulatorios de nuestro país, además de confiar a empresas colombianas el desarrollo de sus más importantes proyectos de inversión de gas natural.

### 3) ¿Usted le puede recordar a los lectores de MET&FLU cómo se dio el desarrollo del sector gas en Colombia?

Claro, con gusto; en 1973 se inicia la construcción, en la Costa Atlántica, del primer gasoducto para atender las necesidades del sector industrial para esa zona del país, extendiéndose a todos sus departamentos. Con el objeto de sustituir energéticos de alto costo, en 1986 se estableció el primer Plan Nacional de uso general del gas natural, llamado «Programa de gas para el cambio». En 1990 con el documento oficial «Lineamientos del cambio», se da pie para llevar a cabo estudios, que confirman los beneficios económicos que se derivarían para el país, a partir de la utilización de este combustible.

En 1991, el CONPES aprobó el programa para la masificación del consumo de gas, y la entonces Comisión Nacional de Energía aprobó, en mayo de 1992, el sistema de transporte de gas, separándolo en troncal, subsistemas y distribución, para garantizar un suministro adecuado a los futuros usuarios. En 1993, se elaboró el documento Minminas Ecopetrol DNP-2646- UINF-DIMEN, a través del cual se buscaba promocionar una matriz energética mediante sustitución de energéticos de alto costo. Y finalmente para conectar los campos de producción con los centros de consumo en el país, se expidió el Decreto 408 del mismo año, en el cual el CONPES aprobó la conformación de un sistema de transporte de gas natural, donde Ecopetrol ejercería, directamente o por contrato, la construcción de los gasoductos utilizando esquemas de BOMT (siglas en inglés del esquema de financiación en donde un inversionista privado Construye (B), Opera (O), Mantiene (M) y Transfiere (T o similares)).

Es así entonces, que por motivos de interés social y con el fin de que la cobertura de los servicios públicos se lograra extender a personas de menores ingresos, la Ley 142 de 1994 facultó al MME para conformar áreas de servicio exclusivo para la distribución domiciliaria de gas combustible y suscribir contratos de concesión especial en los que se incluyen cláusulas de exclusividad que establecen que ninguna otra empresa podrá prestar el servicio de distribución en esa área.

En síntesis, a través de la historia en diversas etapas y con variados Planes de Desarrollo, el Estado como la industria privada en Colombia han creado la plataforma necesaria para que el sector gas pueda lograr las impresionantes cifras que ya

le he mencionado. Cabe destacar finalmente que al igual que los planes anteriores, se destacaron por su importancia, la Sustitución de la leña por GLP en áreas rurales mediante “Gas para el Campo”, la Cofinanciación de Planes de masificación de gas domiciliario mediante el Fondo Especial Cuota de Fomento (FECF), y finalmente la Cofinanciación de Planes de masificación de gas mediante el Fondo Nacional de Regalías (FNR)<sup>3</sup> y la Cofinanciación de Planes de masificación de gas con aportes de los entes territoriales.

#### 4) Vemos con gran interés desde el CDT de GAS que éste último Plan que Usted menciona en MET&FLU, ha sido muy importante, ¿podría compartir con nuestros lectores mayores detalles?

En los últimos años y en el marco aquí descrito, los entes territoriales empezaron a jugar un papel de mayor importancia en la planeación y ejecución de los programas de gas regionales, y fue básicamente desde la promulgación de la ley 142 de 1994, porque en su articulado, se definió y precisó el papel de las administraciones públicas en la prestación de los servicios públicos. Así mismo con la puesta en funcionamiento de los fondos de cofinanciación FECF y del FNR, el papel ha sido aún más decisivo en la cobertura del servicio público de gas domiciliario y en este sentido puedo destacar entre otros: el Plan Maestro de Gas Natural Para Bogotá Distrito Capital adoptado por el Decreto 310 de 2006 del Alcalde Mayor de Bogotá y que contó con la participación activa en su formulación del Distrito Capital y de la Empresa Gas Natural S.A. ESP; el Plan de Masificación de Gas en el Casanare formulado por la Gobernación del Departamento con la participación activa en el desarrollo de las empresas Gases del Cusiana S.A. ESP y Enerca S.A. ESP y por último el Plan de Masificación de Gas en el Arauca, formulado por la Gobernación del Departamento y actualmente finalizando su etapa de preinversión.

De este último plan quiero destacar su gran importancia dentro del Plan de Desarrollo de dicho departamento, por todo lo que significa la prestación de un servicio público fundamental en una región alejada de nuestra nación y por el significado que tiene de ejercer la soberanía e institucionalidad en un departamento fronterizo habituado a actividades informales en el suministro de combustible.

<sup>3</sup> Del FNR el gobierno del Presidente Santos, busca tomar el 10% para la creación del Instituto Nacional de Metrología. Se espera que pueda darse en virtud de las facultades extraordinarias de la ley 1444 de 2011 atribuciones conferidas recientemente por el Senado de la República de Colombia.



Figura 2. Gas Natural para el Departamento de Arauca.

- 5) ¿El tema de llevar el Gas Natural a poblaciones aisladas está convirtiéndose en muy importante para todas las regiones colombianas... ¿Conoce algo de este propósito que lleva desarrollo para toda la sociedad en igualdad de condiciones?

En este momento Delvasto&Echeverría Asociados Ltda tiene un contrato con el Departamento de Arauca para lograr este propósito, pero creo que los detalles podría brindarlos el Ingeniero Céspedes, quien es el directamente Responsable del Proyecto.

*Plan de Masificación de Gas en el departamento de Arauca*

- 6) Ingeniero Leonardo Céspedes Zapata Profesional Universitario funcionario responsable dentro de la administración departamental de Supervisar la formulación e implementación del Plan de Masificación de Gas en el Arauca, con más de 11 años de experiencia al frente de los planes de expansión del sector Eléctrico en el departamento del Arauca ¿Cómo nace el plan de masificación de gas en el departamento de Arauca?

El plan de masificación de gas en el departamento de Arauca nace como una parte importante del plan de desarrollo departamental de la actual administración que se enfoca en la evaluación, planeación e implementación de un servicio público fundamental como con el que cuenta ya la mayor parte de nuestro territorio nacional. Este servicio por su naturaleza permite la desmarginalización de las comunidades de menores recursos, compensa el medio ambiente y en Arauca permitirá ejercer soberanía mediante la presencia del Estado Colombiano en zona fronteriza.

### 7) ¿Cómo han sido las primeras etapas del plan de masificación de gas y qué mecanismos han usado para el avance del proceso?

Para empezar el proceso, la administración departamental realizó un proceso contractual de selección de un consultor especializado en el sector gas cuya experiencia incluye el desarrollo de planes regionales de masificación de gas con la participación de entidades territoriales.

Una vez vinculado el consultor (Delvasto & Echeverría Asociados) se dio inicio a la fase de formulación del plan de gas en un marco institucional que agotase todas las alternativas de suministro y transporte hacia el interior de nuestro departamento desde diversas fuentes (Floreña, Capachos, Caricare, Gibraltar, Apiay, Barrancabermeja). Lo anterior incluyó evaluar al menos trece (13) escenarios con diversas tecnologías aplicables en la región como: Gas Natural Comprimido (GNC), Gas Licuado de Petróleo (GLP), Gas Natural Sintético (GNS), Gas Natural por gasoductos (GN).

Al finalizar de plantear los escenarios a evaluar, se usó una matriz para tamizar ideas<sup>4</sup> en la selección de la alternativa mejor calificada frente a los criterios de atractividad y viabilidad previamente definidos. (Estos criterios se ven discriminados y su peso relativo en la evaluación en la figura 3)

<sup>4</sup> Simón Majaro, 1988 *Matriz para tamizar ideas: Según Majaro, la viabilidad de una alternativa se representa como la potencialidad de realización que tiene la misma. Como también, la atractividad de la alternativa se comprende como la capacidad intrínseca de la alternativa para captar la voluntad de los involucrados en el proyecto*

ANÁLISIS ALTERNATIVA XX	
CRITERIOS DE ATRACTIVIDAD	PESO (A)
Confiabilidad de suministro (del combustible)	6,00
Seguridad de los sistemas (Tec. & Terrorismo)	2,50
Tecnología e infraestructura necesaria	1,00
Desarrollo	0,50
<b>TOTAL</b>	<b>10,00</b>
CRITERIOS DE VIABILIDAD	PESO (C)
Inversión inicial	6,00
A, O & M del sistema	3,00
Impacto ambiental	0,50
Política	0,50
<b>TOTAL</b>	<b>10,00</b>

Figura 3. Pesos relativos según la importancia de los criterios.

### 8) ¿Y En qué estado actual se encuentra el Plan de Gas en el departamento de Arauca?

Actualmente el Plan de Gas en el Departamento de Arauca ha concluido su fase de preinversión y ha permitido identificar, como la cadena regulada del gas lograría el desarrollo de un sistema que permitiese la prestación del servicio público de distribución de gas en el departamento soportado sobre el suministro de gas del campo Gibraltar.

Atendiendo las recomendaciones del Ministerio de Minas y Energía, el departamento de Arauca aun no ha empezado la fase de inversiones hasta tener totalmente definidos los elementos necesarios en la planificación de la masificación del gas como son: cálculo de tarifas, identificación de prestadores de los servicios de transporte y distribución, requerimientos ambientales, coordinación y difusión a las alcaldías, definición del plan quinquenal de inversiones.



**9) ¿Cuáles son las actividades más importantes por realizar en el cierre de esta etapa del plan de gas?**

El Plan de Gas del departamento ha definido mediante la metodología ya referida un trazado inicial para un Sistema Regional de Transporte (SRT) que transportaría gas natural desde el campo Gibraltar hasta las siete cabeceras municipales del Arauca y una vez allí sería distribuido para los usuarios de los sectores: domiciliario, comercial e industrial de los municipios como se muestra en la Figura 4. Teniendo en cuenta que la CREG ha definido, con la resolución CREG 126 de 2010, un nuevo marco tarifario para la remuneración del servicio público de transporte de gas natural, la tarea prioritaria del plan hoy en día, es la for-

mulación de los cargos a solicitar a la Comisión para definir las tarifas con que el gas llegaría a las City Gate de cada municipio.

**10) ¿Cuál es el futuro del plan de gas del departamento del Arauca?**

Como ustedes lo han podido entender, el papel de la administración departamental en el Plan de Gas se ha ceñido a lo prescrito en la ley 142 y en ese marco se ha trabajado con la visión de un plan sustentable en el tiempo y con las garantías necesarias para la prestación del servicio público a los usuarios del departamento.

Lo referido anteriormente se piensa lograr con el esquema definido en todo el país para la ca-

# ARAUCA

1. Arauca
2. Arauquita
3. Arauquita
4. Cravo Norte
5. Fortul
6. Puerto Rondón
7. Saravena
8. Tame

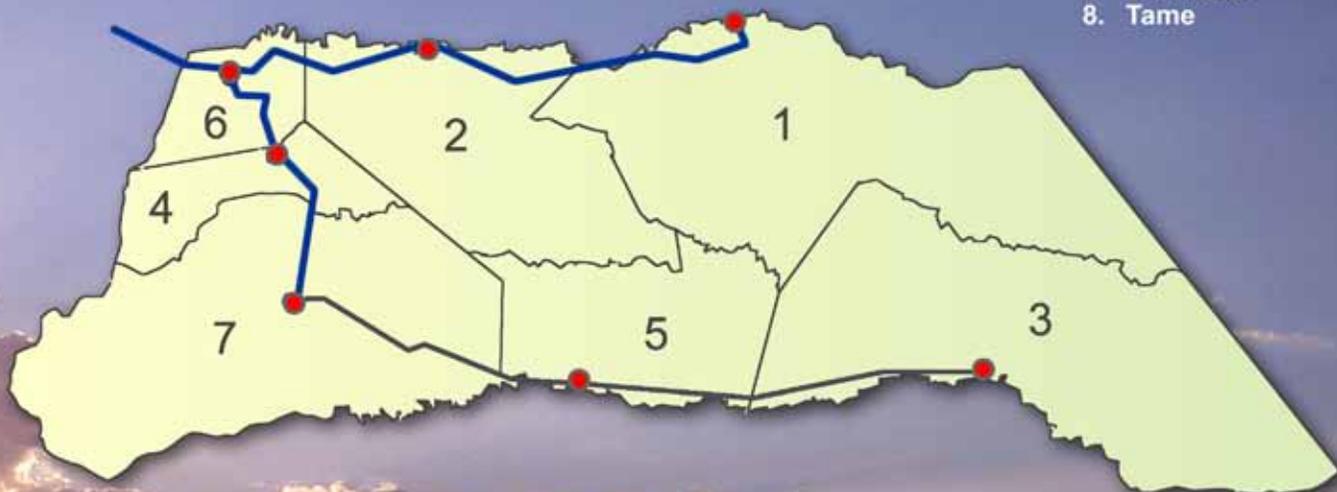


Figura 4. Escenario Número 3 incluido en la evaluación de alternativas del Plan de Gas en el Arauca..

dena regulada del servicio público, en el que el prestador del servicio público de transporte y el prestador del servicio público de distribución, sean empresas eficientes autosostenibles en el tiempo, y con un visión del servicio que las mantenga alejadas de la supervivencia sólo a partir de recursos públicos.

## 11) Una visión del Plan de masificación en el departamento.

La prestación del servicio público de gas domiciliario a los usuarios de los rincones más alejados del departamento es un esquema eficiente, autosostenible y de alta calidad a partir de un plan de masificación de gas adecuadamente formula-

do, que favorecerá al menos, otras veinte mil familias de todos los estratos socioeconómicos con especial énfasis en la atención de compatriotas con grandes necesidades básicas insatisfechas, que se encuentran en los estratos socioeconómicos menos favorecidos de la población.

Inclusive si me pregunta por una visión, le respondería: ¿Por qué no pensar en que más adelante podríamos inclusive brindar soporte a nuestro vecino país, en la prestación del servicio público de distribución de gas domiciliario en el municipio venezolano de “El Amparo” limítrofe con nuestra capital?

## Comparaciones Interlaboratorios en Medición de Alto Volumen y Flujo de Gas Importancia, Aspectos Prácticos y Perspectivas para el Contexto Latinoamericano

Jackson Ruiz (jruiz@cdtdegas.com)

Luis E. García (lgarcia@cdtdegas.com)

Henry Abril (habril@cdtdegas.com)

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



### RESUMEN

El presente artículo pretende compartir con los lectores la importancia de realizar comparaciones entre laboratorios para validar la trazabilidad provista mediante los servicios de calibración y facilitar la firma de Acuerdos de Reconocimiento Mutuo que dinamizan el comercio y crean confianza en las transacciones, como corresponde al caso particular de la compra-venta de los energéticos, que hoy alcanza cifras de mercado realmente inimaginables hasta hace algunos años en razón al alto costo de los mismos. Se inicia con una descripción de la Organización Metrológica Internacional, para luego presentar la Nueva Organización Metrológica en Colombia. Posteriormente se describe el caso Europeo en relación a las Comparaciones en la magnitud Volumen y Caudal de gas, y se resumen las Comparaciones Clave y las Suplementarias ejecutadas. Finalmente se presenta el contexto Latinoamericano y los avances realizados con la primera experiencia de comparación Internacional en medición de alto volumen y flujo de gas.

## 1. INTRODUCCIÓN

El pasado 20 de mayo de 2011, la Dirección Nacional de Planeación DNP indicó mediante Bole­tín de Prensa “*Metrología la Ciencia de las Medidas*” [1] que para lograr el reconocimiento de la competencia técnica de Colombia en el contexto internacional, dentro del Plan Nacional de Desarrollo PND 2010-2014, se tiene previsto el establecimiento de un marco jurídico sólido por medio de una **Ley de Metrología** para que se promueva y actualice el Sistema Metroológico Nacional SMN, y la creación del **Instituto Nacional de Metrología INM** que articularía sus actividades. Agregó además, que por eso se buscará la suscripción y ratificación a las convenciones de metrología con organismos internacionales para obtener el registro de capacidades científicas de medición de los laboratorios de metrología, y para conseguir la cooperación internacional científica y tecnológica permanente y el adecuado desarrollo e implementación de la metrología legal en las regiones. En este sentido, se entiende que el gobierno central tendrá como reto lograr que la Cámara y el Senado de la República aprueben la «**Convención del Metro**» firmada en París el 20 de mayo de 1875 por representantes de diecisiete países y aunque es un suceso inmensamente relevante para el país, resulta también paradójico aprobarlo 136 años después.

Por lo anterior es interesante recordar un poco de su historia al revisar la estructura de la organización internacional de la metrología, y a través del presente documento resaltar la gran importancia que representa para cualquier país, poseer una infraestructura metroológica sólida y armónica (leyes, regulaciones, equipos, procedimientos, procesos y capital humano con altas competencias) que permita gozar de la confianza y el reconocimiento internacional. En razón a las altas perspectivas del aumento del comercio internacional en materia de GN y de forma general de los hidrocarburos en Latinoamérica, este documento destaca algunas comparaciones internacionales realizadas (en volumen y flujo de gas) para revisar el grado de equivalencia entre los patrones de los INM y/o el de los Institutos Designados ID’s participantes. Finalmente se presenta un resumen de los esfuerzos que actualmente se realizan en Latinoamérica, para realizar comparaciones de este tipo en donde participa, como Laboratorio Coordinador, el CDT de GAS.

En razón a las altas perspectivas del aumento del comercio internacional en materia de GN y de forma general de los hidrocarburos en Latinoamérica, este documento destaca algunas comparaciones internacionales realizadas (en volumen y flujo de gas) para revisar el grado de equivalencia entre los patrones de los INM y/o el de los Institutos Designados ID’s participantes.

## 2. ORGANIZACIÓN METROLÓGICA INTERNACIONAL

La Convención del Metro es un tratado diplomático que creó la Oficina Internacional de Pesas y Medidas BIPM, como una organización intergubernamental bajo la autoridad de la Conferencia General de Pesas y Medidas CGPM y con la supervisión del Comité Internacional de Pesas y Medidas CIPM. El BIPM actúa como gestor principal de la metrología mundial, especialmente en relación con la demanda de estándares de medición, con el propósito de lograr cada vez mayor exactitud, alcance y diversidad, y con la necesidad de demostrar equivalencia entre los estándares nacionales de medición. La Convención fue modificada ligeramente en 1921, y hoy continúa siendo la base del acuerdo internacional sobre las unidades de medida. El BIPM a 2011 posee cincuenta y cinco países miembros [2], incluidos todos los principales países industrializados y el CGPM cuenta con otros 33 países asociados

De acuerdo con el documento “Sistema Internacional de Unidades” editado por el Centro Español de Metrología [3] ante la amplitud de las tareas confiadas al BIPM, en 1927 el CIPM estableció órganos conocidos como Comités Consultivos. En la actualidad están representados por diez Comités (Ver Tabla 1) entre los que

se destaca el Comité Consultivo para la Masa y las Magnitudes Relacionadas (CCM), el cual fue creado en 1980 y actualmente funciona bajo la presidencia del Dr. M. Tanaka, coordinador de investigaciones del NMI del Japón. Este comité resulta ser, por su importancia, por su relación dentro de este documento y especialmente por su alta dinámica operativa (89 comparaciones clave realizadas hasta 2011), uno de los más relevantes en su medio. El CCM tiene siete grupos de trabajo y uno de ellos, el de Flujo de Fluidos (WGFF), contempla las temáticas de «Flujo de Gas a Alta Presión» y de «Flujo de Gas a Baja Presión» a los cuales nos referiremos más adelante.

Igualmente, en octubre de 1995, la 20ª CGPM le solicitó al CIPM que realizara un estudio de las necesidades internacionales relacionadas con la Metrología, con el objeto de guiar y ordenar los respectivos papeles del BIPM, de los Institutos Nacionales de Metrología y de los Organismos Regionales de Metrología. Como resultado se definió lo que hoy se conoce como Regional Metrology Organizations (ROM’s) [5] con las siguientes 5 clasificaciones:

PRINCIPALES ORGANISMOS INTERNACIONALES DE METROLOGÍA	
ORGANISMO	OBSERVACIONES
<b>CONVENCIÓN DEL METRO</b>	Tratado diplomático establecido en 1875, donde 17 países (entre ellos Argentina, España, Perú y Venezuela) acordaron crear y financiar el BIPM.
<b>CGPM</b> CONFERENCIA GENERAL DE PESAS Y MEDIDAS	Conformada por un representante de todos los países miembros. Se reúne cada 4 años para discutir y examinar los avances de los INM y del BIPM, emitiendo permanentemente nuevas recomendaciones estratégicas en torno a la metrología.
<b>CIPM</b> COMITÉ INTERNACIONAL DE PESAS Y MEDIDAS	Compuesto por 18 miembros nombrados por el CGPM, para supervisar al BIPM y para cooperar de forma armónica con otras organizaciones internacionales de metrología. Se reúnen anualmente. Prepara las propuestas técnicas que posteriormente sean discutidas en el CGPM
<b>CC's</b> COMITES CONSULTIVOS	Corresponden a 10 comités técnicos que apoyan al CIPM. (a) Comité Consultivo de Electricidad y Magnetismo (CCEM) (b) Comité Consultivo de Fotometría y Radiometría (CCPR) (c) Comité Consultivo de Termometría (CCT) (d) Comité Consultivo de Longitud (CCL) (e) Comité Consultivo de Tiempo y Frecuencia (CCTF) (f) Comité Consultivo de Radiaciones Ionizantes (CCRI) (g) Comité Consultivo de Unidades (CCU) (h) Consultivo para la Masa y las Magnitudes Relacionadas (CCM) (i) Comité Consultivo Cantidad de Sustancia: metrología en la química (CCQM) (j) Comité Consultivo de Acústica, Ultrasonidos y Vibraciones (CCAUV).
<b>BIPM</b> OFICINA INTERNACIONAL DE PESAS Y MEDIDAS	Oficina internacional que se encarga de realizar las investigaciones en mejores patrones y unidades físicas. Es la entidad encargada de realizar la gestión para que se lleven a cabo inter-comparaciones entre los INM y los Institutos designados
<b>CIPM-MRA</b> Acuerdos de Reconocimiento Mutuo del CIPM	Firmado en 1999 por los directores de los INM. Tiene dos propósitos: (1) establecer el grado de equivalencia entre patrones nacionales de medida y (2) reconocimiento mutuo de certificados de calibración y medida, emitidos por los institutos participantes. Con base en ellos, proporciona a los gobiernos y partes interesadas, aportes técnicos confiables que sirven como la base de los acuerdos para el comercio internacional y para el establecimiento de reglamentaciones.  A Junio de 2011, el CIPM-MRA registra la firma de 84 Institutos (49 de países miembros, 32 de asociados al CGPM y 3 organizaciones internacionales)  Los resultados de los procesos anteriores facilitan la difusión de las “ <i>Capacidades de Medición y Calibración</i> ” de cada INM y/o ID participantes, y estos son publicados en la base de datos del BIPM.
<b>KCDB</b> Base de Datos de Comparaciones Clave	Contiene 4 apéndices: (Ver <a href="http://kcdb.bipm.org/">http://kcdb.bipm.org/</a> ) (1) Lista de INM y/o ID participantes (2) Resultados de comparaciones clave y suplementarias (3) Capacidad de Medida y Calibración (CMC) de los INM y los ID (4) Lista de comparaciones clave  En Junio de 2011 se tiene registro de 747 comparaciones clave (KC) realizadas y de 265 comparaciones suplementarias.
<b>INM's</b> INSTITUTOS NACIONALES DE METROLOGÍA	Institutos designados, por decisión oficial nacional, para desarrollar y mantener los patrones nacionales de medida de una o de más magnitudes. El INM representa oficialmente al país ante otros INM, ante organizaciones regionales de metrología y ante el BIPM. Los INM son la columna vertebral de la Organización Metroológica Internacional. La participación de los INM en los CIPM-MRA ofrece a los organismos nacionales de acreditación y de otras partes, la seguridad de la credibilidad internacional y la aceptación de las mediciones que el INM disemina.
<b>ID's</b> INSTITUTOS DESIGNADOS	El INM o el gobierno de cada país (según corresponda) podrá nombrar a otros institutos del país para que mantengan patrones nacionales específicos. El número de ID's ha venido creciendo en razón a la mayor importancia que se da actualmente a la metrología, especialmente en áreas de química, la salud y los alimentos.

PRINCIPALES ORGANISMOS INTERNACIONALES DE METROLOGÍA	
ORGANISMO	OBSERVACIONES
LABORATORIOS ACREDITADOS	Corresponde a laboratorios de calibración y/o ensayos que demuestran sus competencias alineando sus procesos bajo los requisitos establecidos en la ISO/IEC-17025. Su busca que los resultados emitidos por estos laboratorios sean aceptados en otros países miembros, por ello los organismos de acreditación han establecido acuerdos multilaterales, de carácter regional e internacional, de forma que se reconozca y promocióne la equivalencia mutua.
ROM's ORGANISMOS REGIONALES DE METROLOGÍA	Son organismos creados para coordinar la colaboración entre los INM regionales. En general coordinan comparaciones a nivel regional, investigaciones científicas y tecnológicas aplicables dentro del marco de la metrología, y la capacitación del recurso humano.
ILAC COOPERACIÓN INTERNACIONAL PARA ACREDITACIÓN DE LABORATORIOS	Es el principal foro internacional para el desarrollo de prácticas y procedimientos para la acreditación de laboratorios. Dedicada a brindar cooperación internacional entre los diferentes esquemas de acreditación que operan en el mundo. ILAC se inició en 1977 y se oficializó en 1996. Igualmente han trabajado para consolidar la ILAC-MRA (acuerdo de reconocimiento mutuo)
OIML ORGANIZACIÓN INTERNACIONAL DE METROLOGÍA LEGAL	Organización intergubernamental fundada en 1955. La finalidad es promover la armonización global de los procedimientos de la metrología legal. Desde su creación ha creado directrices metrológicas para la elaboración de requisitos regionales y nacionales relativos a la fabricación y al uso de instrumentos de medida. En 1991 introdujo el sistema de certificación OIML que facilita a los fabricantes la posibilidad de obtener Certificados de Conformidad OIML que indican que un equipo/instrumentos cumple con los requisitos y especificaciones OIML. Desde 2005 se trabaja en el acuerdo de aceptación mutua OIML (AAM-OIML)
IUPAP UNION INTERNACIONAL DE FÍSICA PURA APLICADA	Fundada en 1923 para promover el intercambio de información y criterios entre los miembros de la comunidad científica internacional en el campo general de las constantes fundamentales, incluyendo: mediciones físicas, la metrología pura y aplicada, la nomenclatura y los símbolos correspondientes, y la promoción de trabajos para facilitar la promoción universal.
IUPAC UNION INTERNACIONAL DE QUÍMICA PURA APLICADA	Organismo internacional no gubernamental fundado en 1919 para avanzar en aspectos relacionados con las ciencias químicas y contribuir a su aplicación.

Tabla 1. Organización internacional de la metrología. Adaptado de "Metrology in-short" [4].

- AMPM: Asia Pacific Metrology Programe
- COOMET: Euro-Asian Cooperation of National Metrological Institutions
- EURAMET e.V: European Association of National Metrology Institutes
- AFRIMETS: Intra-Africa Metrology System
- SIM: Inter-American Metrology System

El SIM representa el acuerdo entre los INM de los países miembros de la Organización de Estados Americanos OEA, cuya meta es promover la cooperación internacional y regional para contribuir al mejoramiento de las actividades en los terrenos de la metrología científica, industrial y legal. Actualmente se coordina con base a 5 subregiones que responden a los 5 bloques económico-comerciales más importantes del continente americano. Son ellos: NORAMET (Norte América), CAMET (Centro América), CARIMET (Caribe), ANDIMET (Grupo Andino) y SURAMET (América del Sur).

### 3. NUEVA ORGANIZACIÓN METROLÓGICA EN COLOMBIA

#### 3.1. La Ley de Metrología y la Red Colombiana de Metrología

Como todas las leyes de metrología, ésta tendría por objeto regular, organizar, desarrollar, promover, fomentar, consolidar y actualizar la infraestructura metrológica que impulse el crecimiento en el área de las mediciones, y garantice la confiabilidad y uniformidad de las mismas, contribuyendo con la calidad de bienes y servicios, a fin de proteger los intereses de las personas naturales y jurídicas, incluyendo su relación con el medio ambiente, la salud pública, la seguridad y demás intereses nacionales, así como cumplir con los requerimientos del comercio internacional. En este sentido, y mientras la Ley se promueve en los principales órganos legislativos

del país, no cabe otra opción que aprovechar los recursos disponibles de una forma organizada y eficiente, por ello se trabaja desde el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, con el apoyo de la Unión Europea en la conformación de una Red Colombiana de Metrología RCM que actuando cooperativamente (en red) permita identificar y aprovechar al máximo los recursos disponibles colocándolos organizadamente al servicio del país. Hoy después de haber transcurrido un año de trabajo se han identificado fortalezas en áreas claves como: Salud, Alimentos, Agropecuario, Ambiente, Farmacéutica, Minas y Energía, Forense y Seguridad. Igualmente se ha identificado la importancia de promover la metrología en la Academia, en especial a los grupos de investigación. Actuar en redes en el área metrológica, como lo describe la Dra. Vera Ponçano, dentro del marco del Proyecto de Asistencia Técnica al Comercio [6], significa aprovechar las fortalezas nacionales, de la mano de las internacionales, para realizar investigaciones, generar productos metrológicos, diseminar el conocimiento, crear ambientes dinámicos y sinérgicos altamente especializados y actualizados; actuar en red significa contextualizar los adelantos según preceptos mundiales utilizando las mejores prácticas metrológicas, con visión crítica del estado de la práctica y del estado del arte a nivel mundial.

### 3.2. El Instituto Nacional de Metrología de Colombia

Como se indicó anteriormente, Colombia no tiene actualmente un INM. La Superintendencia de Industria y Comercio SIC, sigue siendo a la fecha, la entidad encargada a nivel nacional de la metrología científica e industrial desde el Centro de Metrología, y atiende los aspectos relacionados con la metrología legal a través del grupo de inspección, vigilancia y control. En síntesis y considerando los apuntes anteriores, la creación del INM en Colombia puede ser una realidad, inclusive en el corto plazo, si se aprovechan positivamente las facultades extraordinarias de la Ley 1444 de 2011 conferidas al Señor Presidente de la República.

Por supuesto, el Centro de Metrología de la SIC, actuando como el representante internacional (laboratorio designado) ante la ausencia del INM, está integrado metrológicamente con Venezuela, Perú, Ecuador y Bolivia. Vale destacar, como se expresa en el documento borrador emitido para comentarios y denominado “Creación del INM” [7] que no puede desconocerse el trabajo de la SIC en materia del acondicionamiento de sus laboratorios en la casi totalidad de las magnitudes básicas y de la acreditación con la cooperación

que se ha venido recibiendo del Instituto de Metrología de Alemania PTB<sup>1</sup>, a través del cual el país ha logrado trazabilidad en cierto grado (indirecta) en metrología física. Así mismo, menciona el mismo documento, que se han realizado trabajos de comparación con otros países, como el Centro Nacional de Metrología de México CENAM y el Centro Español de Metrología CEM, a pesar de que la participación de Colombia no es constante, ni suficiente.

### 3.3. El Organismo Nacional de Acreditación de Colombia

El ONAC tiene como objeto principal acreditar la competencia técnica de Organismos de Evaluación de la Conformidad con las normas y criterios señalados en estos Estatutos y desempeñar las funciones de Organismo Nacional de Acreditación de Colombia conforme con la designación contenida en el artículo 3 del Decreto 4738 de 2008 y las demás normas que la modifiquen, sustituyan o complementen. Las funciones principales del ONAC como organismo nacional de acreditación, son (1) Realizar actividades de acreditación de los organismos de evaluación de la conformidad de acuerdo con la normatividad internacional y nacional aplicable; (2) Representar los intereses del país ante organismos regionales e internacionales relacionados con actividades de acreditación y participar en foros nacionales, regionales e internacionales de interés y (3) Mantener un registro público actualizado de los organismos acreditados, cuyo contenido y condiciones serán definidos de acuerdo con el reglamento que para el efecto se expida[8]. Sin duda que para coadyuvar con la conformación de la nueva organización metrológica en Colombia, el ONAC trabaja ardua y coordinadamente para lograr reconocimiento internacional. En este sentido, esta entidad ya es miembro pleno del IAAC<sup>2</sup> asociación que reúne a los organismos de acreditación de América y del IAF<sup>3</sup> organismo que reúne a los organismos de acreditación a nivel internacional. De la misma forma trabaja en la búsqueda de alcanzar el reconocimiento del ILAC<sup>4</sup> y del CIPM<sup>5</sup>.

## 4. COMPARACIONES EN METROLOGÍA DE VOLUMEN Y FLUJO DE GAS

### 4.1. Europa - Norte América y Asia

Para garantizar la confiabilidad de la transferencia de custodia del GN, la comunidad internacional cada día recurre más a comparar sus infraestructuras de manera que se logre armonizar las mediciones. En Europa, por ejemplo, en donde deben importar el GN desde Rusia y Noruega, los INM han debido realizar esfuerzos importantes para lograr acondicionar infraestructuras que les permiten brindar confianza en el mercado internacional del energético, organizándose Compa-

<sup>1</sup> *Physikalisch-technische Bundesanstalt*

<sup>2</sup> *Cooperación Interamericana de Acreditación*

<sup>3</sup> *Foro Internacional de Acreditación*

<sup>4</sup> *International Laboratory Accreditation Cooperation*

<sup>5</sup> *Comité Internacional de Pesas y Medidas*

Clave CIPM	Identificación		V/r nom	Condiciones	Participantes	Año
	Suplem CIPM	No registrada				
CCM.FF-K5.a	-	-	65 m³/h a 1000 m³/h	Presión 10 bar – 20 bar – 47 bar	LNE - Francia VSL - Holanda	2004
CCM.FF-K6	-	-	4,4 g/min a 260 g/min	Presión < 4 10⁵ Pa	CENAM - México KRISS - Corea NEL - UK NIST - USA	2005 2006
CCM.FF-K5.a.1	-	-	65 m³/h a 1000 m³/h	Presión 63 bar	NRC - Canadá	2006
APMP.M.FF-K6	-	-	4,4 g/min a 180 g/min	Presión < 4 10⁵ Pa	A*STAR - Singapur CMS - China KRISS - Corea	2007 2008
CCM.FF-K5.a.2	-	-	900 m³/h a 6500 m³/h	Presión 5,0 bar a 7,0 bar	NIST - USA	2009
EURAMET.M.FF-K5.a	-	-	65 m³/h a 1250 m³/h	Presión 1,6 bar a 5,0 bar	FORCE - Dinamarca	2009
CCM.FF-K6.2011	-	-	2 m³/h a 100 m³/h	Temp air: (20-5)°C Hum Rel: 25 % -75% Patm: 86 kPa a 106 kPa	A*STAR - Singapur CENAM - México CMS - China KRISS - Corea LNE - Francia NIM - China	2011
CCM.FF-K5.2011	-	-	65 m³/h a 1450 m³/h 78 kg/h a 10.000 kg/h	Presión 0,1 MPa a 8,8 MPa	CMS - China KRISS - Corea LNE - Francia NIST - USA	2011 2012
-	EUROMET.M.FF-S1	-	Pistón 0,3 m³/h a 9 m³/h Camp 1 m³/h a 25 m³/h		INRIM - Italia	2005
-	EUROMET.M.FF-S3	-	0,1 l/min a 25 l/min	Presión < 4 10⁵ Pa	CMI - República Checa DFI - Dinamarca EIM - Grecia INRIM - Italia LNE - Francia	2005 2008
-	COOMET.M.FF-S1	-	0,06 m³/h a 10 m³/h 100 m³/h a 1000 m³/h	Presión atmosférica Temp 19°C a 24°C	BelGIM - Bélgica INIMET - Cuba NISM - Moldavia PTB - Alemania	2008 2009
-	COOMET.M.FF-S3	-	4 m³/h a 160 m³/h	Presión atmosférica Temp 18°C a 22°C	SE - Ucrania SMU - Slovakia	2008 2009
-	-	-	Armonización del m³ en Europa		PTB - Alemania VSL - Holanda	2003
-	-	-	Inter-laboratorio		Terasen - USA SwRI - USA	2009

Tabla 2. Resumen Comparaciones Europa, Norte América y Asia.

raciones Clave (KC) entre los principales INM de los países, demostrando un muy importante nivel de confianza es sus mediciones. Aunque solo desde el año 2004 se tiene registro oficial en la base de datos del BIPM, aproximadamente desde 1999 se conoce de la ejecución de comparaciones, especialmente entre los INM de Alemania, Holanda y Francia. En la mayoría de oportunidades estas comparaciones son realizadas siguiendo las directrices del documento “The Guidelines for CIPM key comparisons” [9] y “EAL-P7”[10].

En la Tabla 2, se presenta un listado de las principales comparaciones llevadas a cabo. Se destaca la alta participación del PTB de Alemania ratificándose como el INM más activo y con más trabajo realizado en este campo de la ciencia.

#### 4.2. Primeros Esfuerzos Latinoamericanos

##### El Panorama Transnacional:

En Europa, Asia y Norte América, la necesidad de contar con altas competencias, excelentes infraestructuras y confianza internacional al realizar procesos de medición del GN, se hace evidente por la presencia de mayores procesos de comercialización del energético (Ver Figura 1). En este mismo sentido, se prevé que se llevarán a cabo en Latinoamérica proyectos de interconexión energética y entre ellos se destaca el anillo energético del cono sur que incrementaría sustancialmente el comercio de GN en la región. Según BP Statistical Review of World Energy, June 2011 [11], Bolivia es el mayor exportador de GN en la región con cifras que llegan hasta 11,65 miles de millones de Metros Cúbicos ( $10^9 \text{m}^3$ ) hacia

Argentina y Brasil respectivamente, seguido de Trinidad y Tobago que entrega  $4,59 \times 10^9 \text{m}^3$  a cinco países de la región. En tercer lugar, Colombia que exportó  $2,18 \times 10^9 \text{m}^3$  hacia Venezuela. De este último se conoce que Colombia aprovecha la oportunidad nacional de monetizar las reservas de GN y Venezuela la de consumir internamente gas para elevar sus niveles de exportación de petróleo. De todas formas, el mercado de GN es actualmente un mercado emergente, con mucho potencial aún por desarrollar y en la medida en que el mismo, logre gradualmente el status de “commodity” (bien transable) comercializado globalmente, como lo es el petróleo, tendrá impactos significativos en la economía mundial, con mayores oportunidades pero también mayores riesgos, interdependencias y alineamientos geopolíticos.

Particularmente para Colombia, se espera que se desarrolle en el mediano plazo el comercio del GNL: por ejemplo, se proyecta incentivar la autosuficiencia de gas natural, a través del incremento de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos; es así como se podrían promover las exportaciones del GN, estableciendo instrumentos que garanticen el abastecimiento nacional de este combustible, respetando los contratos existentes. (Borrador de Decreto instalado en WEB del Ministerio de Minas y Energía) [12], Igualmente Pacific Rubiales Energy Corp anunció que en asocio con la empresa Belga - Exmar<sup>6</sup> adelantará un proyecto de exportación de GNL en el norte de Colombia, conjuntamente con el desarrollo de un gasoducto desde el campo de gas “La Creciente” hacia la costa del Caribe. Menciona además, que el proyecto ya se inició

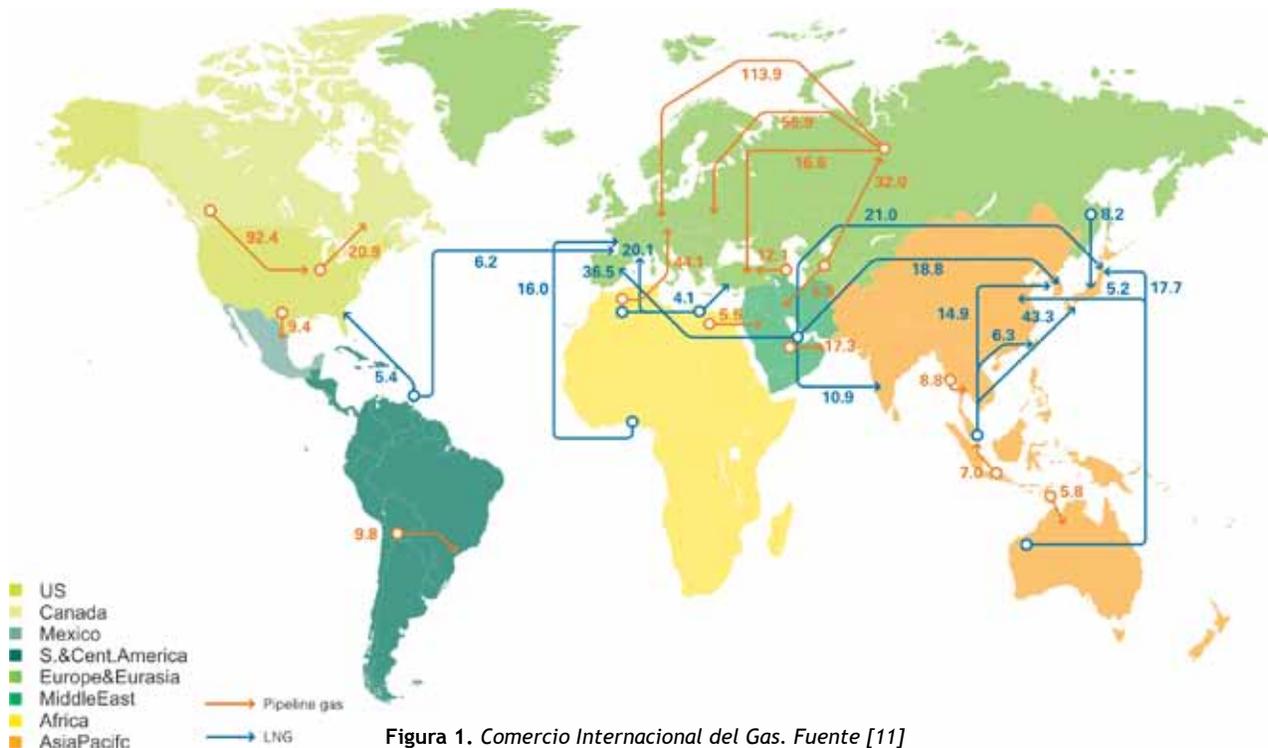


Figura 1. Comercio Internacional del Gas. Fuente [11]

y que se espera esté operando plenamente en 2013. El mismo consiste en el desarrollo de una planta de licuefacción y regasificación montada sobre una barcaza, y un buque pequeño apto para la entrega de GNL con destino a los mercados de Centroamérica y el Caribe, [13]. De la misma forma la CREG<sup>7</sup> mediante la Circular 032 del 31 de Mayo de 2011, invita a continuar adelantando estudios con expertos internacionales para evaluar y definir la posibilidad de importar GNL para el mercado colombiano [14]. En este sentido, tanto exportaciones como importaciones de GNL podrán verse en el inmediato futuro en Colombia

Dentro de este contexto de internacionalización del comercio del GN, también se prevé que nuevos gasoductos internacionales conectarían a Colombia con Ecuador y Panamá, además, de un nuevo corredor energético desde Venezuela que atravesaría los llanos orientales hasta el litoral pacífico, aspecto que por supuesto exige que nuestro país continúe preparándose y cuente con una estructura metrología fortalecida que demuestre su capacidad técnica en pruebas y ensayos de aptitud bajo la formalidad de las KC, de tal forma que salvaguarde sus recursos y demuestre plena competencia para brindar, e interpretar, los resultados de las mediciones que se darán y que comprometerán los intereses de nuestros con-nacionales y los de varias naciones participantes. Dentro de este escenario, Colombia deberá reforzar sus esfuerzos hacia la consolidación de fortalezas brindando trazabilidad en las mediciones de medios y altos caudales de GN. Se espera que esta área de la ciencia, sea considerada como estratégica dentro del Plan de Desarrollo 2010 - 2014 que se discute actualmente en el Legislativo colombiano.

### Las Comparaciones Latinoamericanas en Alto Volumen y Flujo de Gas

Actualmente en Latinoamérica ningún INM posee disponibles infraestructuras metrologías en alto caudal de gas, reconocidas en el contexto internacional, para brindar trazabilidad a las mediciones de altos volúmenes y caudales de gas, por lo tanto no hay registros de comparaciones en la KCDB.

<sup>6</sup> Empresa Belga, con sede en Amberes.

<sup>7</sup> Comisión de Regulación de Energía y Gas

<sup>8</sup> Departamento Administrativo de Ciencia, Tecnología e Innovación

Las pocas infraestructuras metrologías existentes, han sido adquiridas y/o desarrolladas por instituciones de ciencia y tecnología y/o por empresas privadas. Sin duda, el país que mayor infraestructura posee es Brasil, que cuenta con la del CMF-IPT en Sao Paulo, la del CT-Gas en Natal, la de CETEC en Belo Horizonte, entre otras, todas ellas que operan con aire y a presión atmosférica. Se conoce también de infraestructuras similares en la Transportadora de Gas del Sur de la República Argentina, la de METROGAS en Chile, la de Gas Natural en Ciudad de México y la de GDF Suez en Querétaro, México (la mayoría de ellas implementadas recientemente) y la del CDT de GAS en Colombia. Todas las anteriores operan con aire a presión próxima a la atmosférica. Por otra parte deben mencionarse los grandes esfuerzos realizados por el sector privado: PROMIGAS S.A. en Colombia y PETROBRAS-SENAI en Brasil, que cuentan con infraestructuras que operan con GN y presiones superiores a la atmosférica. La de PROMIGAS S.A. en Colombia, opera actualmente y posee trazabilidad a CEESI en Estados Unidos.

Tomando en consideración el anterior contexto, el CDT de GAS -con recursos provistos por el Estado colombiano a través de COLCIENCIAS ha venido liderando e impulsando el desarrollo de un programa de "Comparación Internacional, en Metrología de Alto Volumen y Flujo de Gas" cumpliendo con todas las directrices internacionales ("The Guidelines for CIPM key comparisons" y "EAL-P7")

Tomando en consideración el anterior contexto, el CDT de GAS -con recursos provistos por el Estado colombiano a través de COLCIENCIAS<sup>8</sup> ha venido liderando e impulsando el desarrollo de un programa de "Comparación Internacional, en Metrología de Alto Volumen y Flujo de Gas" cumpliendo con todas las directrices internacionales ("The Guidelines for CIPM key comparisons" y "EAL-P7").

Participan desde 2010 el laboratorio de la Transportadora de Gas del Sur S.A. (TGS) de Argentina, el del 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, con el firme propósito de mitigar las barreras técnicas al comercio mediante la armonización de las mediciones pero sobretodo de obtener experiencias valiosas del proceso de comparación internacional, las cuales serán oportunamente compartidas a la comunidad metrología y el público en general a través de un futuro artículo.

Los laboratorios participantes informaron, e invitaron a participar a los INM en sus respectivos países, como garantes de esta, la primera experiencia de comparación Internacional en medición de alto volumen y flujo de gas entre países Latinoamericanos.

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
Localidad	Buenos Aires	São Paulo	Piedecuesta
Intervalo	0,5 m <sup>3</sup> /h a 6500 m <sup>3</sup> /h	0,6 m <sup>3</sup> /h a 5100 m <sup>3</sup> /h	3 m <sup>3</sup> /h a 4800 m <sup>3</sup> /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 <sup>9</sup>	INMETRO	ONAC
Vista General			

Tabla 3. Descripción de los Laboratorios Participantes

El dispositivo de transferencia seleccionado es una Turbina modelo TRZ03, designación G1000 del fabricante RMG de Alemania (propiedad del CDT de GAS de Colombia), patrón de medida que fue manufacturado bajo recomendaciones especiales, sin odómetro mecánico para lograr mejores características metroológicas. Este modelo, debido a sus altas cualidades metroológicas, posee aprobación del PTB de Alemania para uso en procesos de transferencia de custodia de GN y ha sido utilizado en otras comparaciones internacionales [15]. El patrón de medida tipo Turbina posee dos salidas de pulsos (de alta frecuencia), desfasadas 180°.

Las características de los laboratorios participantes se muestran en la Tabla 3.

## 5. CONCLUSIONES

La organización metroológica de un país, alineada y reconocida internacionalmente, es una necesidad que no tiene discusión: ni técnica, ni política. Mientras más demore Colombia la «señal de partida» más tiempo se mantendrán las barreras técnicas al comercio.

El desarrollo de un proceso de comparación como el descrito, implica la inversión de recursos en todos los niveles de la empresa, que repercuten en el tiempo, en razón a la naturaleza incierta de un programa de comparación.

Realizar procesos de comparación, vistos como una simple obligación frente a los organismos de acreditación, puede resultar una pérdida de tiempo y dinero. Los procesos de comparación deben ser abordados como una herramienta de mejora que permite conocer en detalle el desempeño metroológico de las infraestructuras, métodos, procedimientos y personal responsable de mantener y diseminar una magnitud.

La primera comparación en medición de alto volumen y flujo de gas entre países Latinoamericanos se constituirá en el primer ejercicio de comparación, cuyas experiencias y conocimientos adquiridos, permitirán facilitar y desarrollar con mayor éxito futuras comparaciones en la magnitud volumen y caudal de gas a nivel Latinoamericano.

La participación directa y/o el acompañamiento de los INM (o de los laboratorios designados) y los Organismos Acreditadores durante los procesos de comparación internacional, es necesaria para generar credibilidad y confianza en el desarrollo y los resultados obtenidos.

## 6. BIBLIOGRAFIA

- [1] DNP - Boletín de Prensa “Metrología la Ciencia de las Medidas”, 2011
- [2] Bureau International des Poids et Mesures. En Línea. <http://www.bipm.org/en/convention/>
- [3] Sistema Internacional de Unidades. Centro Español de Metrología. 8a edición y 2da en español.
- [4] Euramet; “Metrology in-short”. 2008
- [5] Bureau International des Poids et Mesures. En Línea. [http://www.bipm.org/en/practical\\_info/useful\\_links/rmo.html](http://www.bipm.org/en/practical_info/useful_links/rmo.html)
- [6] Ponçano Vera Ph.D. Asistencia Técnica al Comercio. Unión Europea. Julio 2010.
- [7] Creación del INM. Borrador para comentarios. Abril de 2011
- [8] ONAC - Organismo Nacional de Acreditación de Colombia. <http://www.onac.org.co/>
- [9] International Committee For Weights and Measures - CIPM, «Guidelines for CIPM key comparisons». BIPM, 01-Mar-1999.
- [10] EAL Committee 2, «EAL Interlaboratory Comparisons». European Cooperation for Accreditation of Laboratories, 01-Mar-1996.
- [11] BP Statistical Review of World Energy, June 2011
- [12] Ministerio de Minas y Energía. Proyecto de Decreto en Consulta. <http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/archivosEventos/7073.pdf>
- [13] El Espectador. 05-11: <http://www.elespectador.com/economia/articulo-272239-pacific-rubiales-exportara-gas-licuado-exmar-nv>
- [14] Comisión de Regulación de Energía y Gas. CREG Circular 032 del 31 de Mayo de 2011
- [15] 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, 2007.

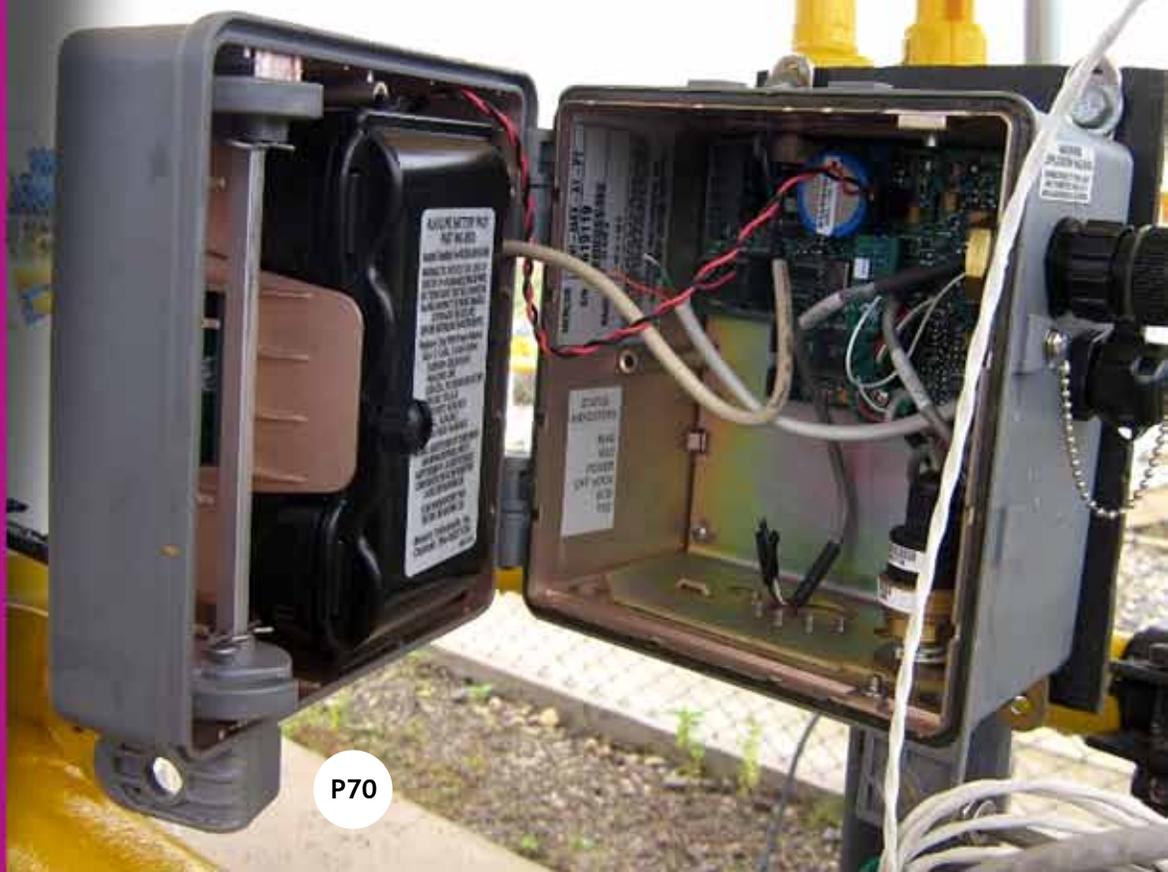
<sup>9</sup> Instituto Nacional de Tecnología Industrial

## ¿Cuál es el método más apropiado para determinar el Factor de Compresibilidad del gas en un computador de flujo y/o en un electro-corrector?

Cesar Almeida ([calmeida@cdtdegas.com](mailto:calmeida@cdtdegas.com))

Las mediciones de consumo volumétrico en la industria del gas natural, se encuentran reglamentadas por la Resolución CREG<sup>1</sup> 067-95 [1] para los puntos de medición ubicados dentro de una red de distribución de gas, y la Resolución CREG 071-99 [2] (Reglamento Único de Transporte) para sistemas de medición de recibo y entrega de gas ubicados en una red de transporte de gas y su modificación CREG 071-07 [3].

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](mailto:revistamyf@cdtdegas.com)



FACTOR DE COMPRESIBILIDAD A UTILIZAR		
Condición	Red de distribución de gas RESOLUCIÓN CREG 067	Red de transporte de gas RESOLUCIÓN CREG 071 –RUT
Volumen > 10000 PCED	No especifica	AGA 8
Volumen < 10000 PCED	No especifica	AGA 8 o NX 19*
Presiones > 100 psig	No especifica	AGA 8
Presiones < 100 psig	1	AGA 8 o NX 19 **

\*NX-19 para presiones inferiores a 100 psig  
 \*\* NX-19 para volúmenes de gas inferiores a 100000 PCED

Tabla 1. Factor de Compresibilidad

Para el caso de la CREG 067, este documento (dentro de la metodología para determinación de volumen de gas) no hace referencia al método de cálculo del factor de compresibilidad del gas para corrección del volumen a facturar. Al respecto de este tema las empresas distribuidoras solicitaron claridad a la CREG, sobre la metodología adecuada para realizar las correcciones válidas para obtener un valor de volumen a facturar “real”. La aclaración relacionada con esta inquietud fue suministrada a través del CONCEPTO 2208 DE 2002, dado por la CREG. En este documento manifiesta que “El factor de supercompresibilidad (Fpv) es despreciable a presiones inferiores a 100 psig” es decir, el factor de corrección utilizado para estas condiciones es igual a uno (1).

Ahora bien, en el caso de transporte de gas, la CREG 071 establece que “el factor de compresibilidad del gas será determinado utilizando los métodos de caracterización establecidos por la Asociación Americana de Gas - AGA (American Gas Association) en el Reporte número 8 (Compressibility Factors of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases)” [4]. Por otra parte, la CREG 071 estipula que “previo acuerdo entre las partes, el factor de compresibilidad podrá determinarse con el método AGA-NX-19, para el cálculo de las propiedades del gas a baja

presión (100 psig o menos) y bajos volúmenes (inferiores a 100.000 PCED<sup>2</sup>)”.

En resumen, según la regulación nacional vigente, se puede establecer el siguiente panorama con respecto a la selección del método de cálculo (ver tabla1):

Esta información muestra claramente el uso aceptado, a nivel nacional, del método AGA-NX 19 para ciertas condiciones de relativo bajo consumo y el uso de AGA 8 para cualquier condición.

El método NX -19 es un algoritmo de cálculo de compresibilidad de gas desarrollado por Zimmerman [5] y normalizado por AGA en la década del 60. En 1980 el Gas Research Institute GRI [6] inició un estudio teórico-experimental que tenía como objeto mejorar la capacidad de cálculo del factor de compresibilidad en ese momento brindada por NX-19. Este estudio proporcionó las bases para establecer un método de mayor exactitud, el cual fue publicado en 1985 por AGA en el reporte No. 8 (actualizado en 1992) como reemplazo del método NX-19. En este reporte se establecen tres métodos de cálculo: AGA 8 detallado (método con menor incertidumbre), AGA 8 GROSS 1 y AGA 8 GROSS2.

En este sentido, el método apropiado para el cálculo del factor de compresibilidad está dado por varios factores entre ellos las con-

<sup>1</sup> Comisión de Regulación de Energía y Gas  
<sup>2</sup> Pies Cúbicos Estándar Día

Método de Cálculo	VARIABLES DE ENTRADA
NX-19	$P^3$ , $T^4$ , Poder calorífico, Gravedad específica Fracción molar de $CO_2$ , $N_2$ y Metano.
AGA 8 Detallado	P, T, composición del gas
AGA 8 Gross 1	P, T, Poder calorífico, Densidad relativa Fracción molar de $CO_2$
AGA 8 Gross 2	P, T, Densidad relativa Fracción molar de $CO_2$ y $N_2$

Tabla 2. Variables de Entrada

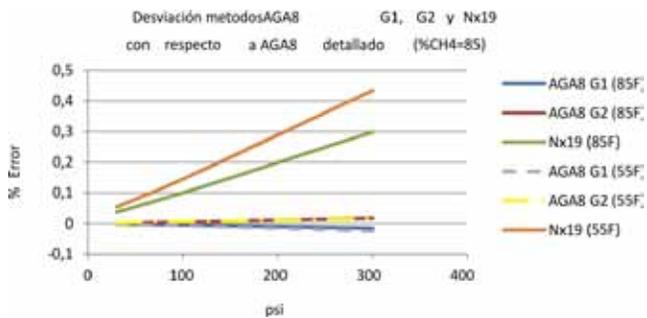


Figura 1. Gas Cusiana

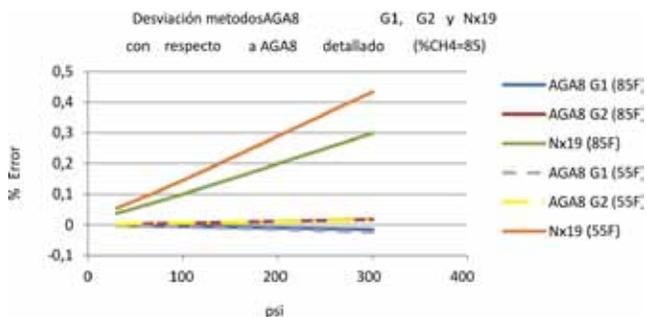


Figura 2. Gas Guajira

diciones de operación del sistema de medición y la composición del gas. Cada método en particular tiene variables de entrada (Tabla 2) que deberán ser ingresadas por el operario al computador de flujo o el electrocorrector, y en gran parte, la exactitud de los resultados depende de éstas.

Ahora bien, estudios realizados sobre los diferentes métodos utilizados para el cálculo de la compresibilidad del gas natural [5], muestran las diferencias que se presentan

entre resultados experimentales y los métodos de cálculo disponibles por AGA. En estos estudios se evidencian desviaciones máximas cercanas a: 0,15% para AGA 8 detallado, 0,32% para los métodos AGA 8 Gross (1 y 2), y 2,1% para NX-19. Es importante aclarar que estos resultados fueron obtenidos a diferentes presiones de operación.

De acuerdo al panorama nacional y a los resultados observados en los estudios previamente mencionados, es probable que el uso del método compresibilidad NX-19 según las especificaciones en la regulación colombiana, esté generando desviaciones considerables que impactan las mediciones de volumen y los balances en las redes de transporte y distribución de gas.

Con el objeto de cuantificar las posibles desviaciones que se pueden estar presentando en Colombia por este efecto, el CDT de GAS realizó comparaciones de resultados obtenidos mediante los diferentes métodos de cálculo, tomando como referencia AGA8 Detallado, debido a que presenta una menor desviación con respecto a resultados experimentales según el estudio [5] y la menor incertidumbre obtenida en el reporte No. AGA 8.

Las figuras 1 y 2 presentan el resumen de los resultados de dichas comparaciones realizadas, utilizando igualmente, un software propiedad del CDT de GAS el cual está validado con referencias internacionales aceptadas.

<sup>3</sup> Presión absoluta

<sup>4</sup> Temperatura absoluta

Se usaron para el análisis los dos gases naturales más representativos en Colombia: Gas Guajira (%CH<sub>4</sub>:98) y Gas Cusiana (%CH<sub>4</sub>:83), adicionalmente dos valores de temperatura típicas en los sistemas de medición (55 y 85 °F) y presiones entre 20 y 300 psig.

Con base en los resultados mostrados, específicos para las condiciones mencionadas, y como respuesta a su pregunta, se puede concluir que:

- Existe una desviación del método NX-19 con respecto al AGA 8 detallado mayor a 0,1% para presiones por encima de 50 psig cuando la composición es similar al gas denominado Cusiana. Para el caso de los métodos AGA 8 Gross 1 y 2 VS AGA 8 detallado, las desviaciones son menores a 0,025%. Es posible considerar que desviaciones por debajo de 0,1% no son significativas, debido a que el AGA 8 establece una incertidumbre asociada del método de compresibilidad detallado de 0,1%. Por lo tanto no se recomienda el uso del método NX-19 para composiciones similares a gas Cusiana y presiones por encima de 50 psig.
- Para gas natural con composición similar a gas Guajira (%CH<sub>4</sub>:98), las desviaciones que se obtienen con el método NX-19 son similares a las obtenidas con los métodos Gross 1 y 2 (inferiores a ±0,01%), por lo tanto para cualquier presión inferior a 100 psig, es posible el uso de NX-19 como método de cálculo del factor de compresibilidad.
- Es recomendable, antes de configurar el uso del método NX-19 en el computador o corrector de flujo, que se verifiquen las condiciones de operación y la composición típica del gas, para garantizar que las desviaciones no sean mayores a 0,1% con respecto al método AGA 8 detallado. Para realizar tal análisis se recomienda hacer pruebas similares a la ya descrita mediante una herramienta validada.

- Debido a su simplicidad y poca desviación en los resultados, es posible el uso de AGA8 Gross 1 o 2, para el cálculo de compresibilidad de gas natural, siempre que la temperatura permanezca en el rango de 32 °F a 130 °F y la presión de operación hasta 1200 psia. En cualquier otro caso debe usarse AGA8 método detallado.

## BIBLIOGRAFIA

- [1] CREG 067-95 “Código de Distribución de Gas Combustible por Redes”, Ministerio de Minas y Energía, Colombia.
- [2] CREG 071-99 “Reglamento Único de Transporte de Gas Natural, RUT”, Ministerio de Minas y Energía, Colombia.
- [3] CREG 071-07 “Reglamento Único de Transporte de Gas Natural, RUT”, Ministerio de Minas y Energía, Colombia.
- [4] American Gas Association, Transmission Measurement Committee Report No.8, and American Petroleum Institute, Second Edition, 1994.
- [5] J. L. Savidge, “Compressibility of Natural Gas”, International School of Hydrocarbon Measurement.
- [6] J. L. Savidge, “et al Technical Reference Document for AGA Report No.8” (GRI-93/0181, March 1995)

# DESARROLLO DE SOFTWARE A LA MEDIDA

Soluciones desarrolladas siguiendo procesos claves y esenciales de la Ingeniería del Software.

Con el respaldo de todo un equipo multidisciplinario que cuenta con las competencias técnicas para entender los procesos y definir las opciones adecuadas.

Nuestros productos software incluyen acompañamiento al cliente en busca de la solución adecuada, documentación, soporte y entrenamiento en el uso y adaptación a las nuevas soluciones.

## Productos:



60 años

# Trabajamos POR el País CUIDANDO el PLANETA.

Tan importante como ser la empresa más grande de Colombia,  
es ser responsable con el medio ambiente.  
Entra a [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co) y comprueba  
cómo estamos dándote un mejor aire.

Nuestra meta: Producir un millón de barriles limpios en el 2015.



  
**ecopETROL**  
ENERGÍA PARA EL FUTURO

**HECHO EN  
COLOMBIA**  
Corporación CDT de GAS

**La meta no es especular sobre  
lo que pueda suceder...  
sino imaginar lo que uno puede  
hacer que suceda**



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

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