

MET & FLU

ciencia - tecnología - innovación

Perspectiva de Análisis Tecnológico a la **CALIDAD DEL GAS NATURAL** (REGULACIÓN COLOMBIANA pag. 6)



Fundamentos de la medición de gas húmedo.

Pag. 18



Iniciativas que consolidan la investigación tecnológica y científica en Santander.

Pag. 47



Facilidades tecnológicas para brindar trazabilidad a las mediciones de gases en Colombia.

Pag. 53

**HECHO EN
COLOMBIA**

Corporación CDT de GAS

Tecnología
colombiana

Corporación CDT de GAS (www.cdtdegas.com)

Kilómetro 2 vía al Refugio - Sede UIS Guatiguará - Piedecuesta - Santander - Colombia

Tel: +57 (7) 654 3800 +57 (7) 654 3800 - administrador@cdtdegas.com



Pag. 6

Perspectiva de análisis tecnológico a los límites de especificación de la calidad del gas natural establecidos en la regulación colombiana.



Pag. 18

Fundamentos de la medición de gas húmedo.



Pag. 30

Advances tecnológicos en medición ultrasónica de gas para operar a bajas presiones.



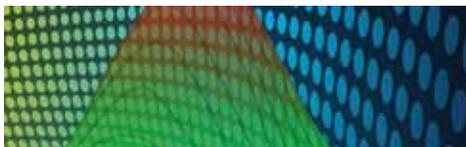
Pag. 36

Exploración de alternativas de comunicación y transmisión de datos en instrumentación industrial.



Pag. 47

Iniciativas que consolidan la investigación tecnológica y científica en Santander como herramienta estratégica para apoyar la transformación productiva de Colombia.



Pag. 53

Facilidades tecnológicas para brindar trazabilidad a las mediciones de gases en Colombia.



Pag. 62

El problema del sentido de giro del vórtice en los desagües.

EL CONOCIMIENTO EXISTE, PERO SÓLO SI SE APLICA. Se requiere facilitar el intercambio y la colaboración

MET&FLU como revista especializada en la Aplicación de la Metrología de los Fluidos llega por segunda ocasión a sus lectores, y en un momento clave, ad portas del inicio del Foro Nacional sobre la Calidad de la Educación 2010, “Aprendiendo con el Bicentenario”, organizado por el Ministerio de Educación Nacional de Colombia.

Me refiero con alegría y con gran esperanza a este evento, dado que en los últimos 15 años he contado con la fortuna de coadyuvar –con el apoyo de COLCIENCIAS y de entidades internacionales- a la creación de espacios de formación especializada, a partir de los **conocimientos** de jóvenes estudiantes de último nivel de tecnologías e ingenierías de algunas de las universidades del área metropolitana de Bucaramanga (Santander – Colombia), llegando hoy a consolidar, a mi juicio, un verdadero “cambio cultural” entre los que anteriormente pensaban en la medición de los fluidos con una naturaleza exclusivamente pragmática, y los que dentro de nuestro proceso, la vemos hoy con una visión centrada en raciocinios y conocimientos que aporta la Ciencia de la Metrología.

No podría seguir escribiendo esta editorial sin citar al Doctor Javier Martínez Aldanondo, Gerente de Gestión del Conocimiento de Catenaria (Chile), quien con sus enseñanzas a través de sus escritos, me llena de energía y me muestra el camino que debemos recorrer. En uno de ellos considera y explica el porqué, el conocimiento no se puede transferir –asegura que no es un objeto sino que es una estructura neuronal y como tal, no es susceptible de ser transferido a otra persona- y que si se pudiera transferir directamente, sería uno de los principales descubrimientos de la historia que resolvería a la humanidad una cantidad inimaginable de problemas, empezando por el más importante: «La Educación». Agrega el Doctor Martínez que sin embargo existe una buena noticia al respecto, y se refiere a que se pueden adquirir dichos conocimientos, generando las propias estructuras neuronales mediante un proceso que resulta capital para las personas, para las organizaciones y muy especialmente para los **PAISES**: Se refiere el Doctor Martínez al «APRENDER».

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

Para llevar este aporte al contexto de Colombia, es preciso adentrarnos en el hecho de que todas las organizaciones son verdaderos yacimientos de conocimiento que les permiten obtener sus resultados, sin embargo dichos conocimientos permanecen estáticos y difícilmente se permite su socialización y por ende su intercambio. Inclusive, se ha hecho evidente en algunos sectores que en lugar de generar los procesos de aprendizaje colectivo que permitan consolidar «conocimiento colombiano», se ha llegado a aceptar que profesionales extranjeros o empresas internacionales diriman un conflicto técnico, y que definan en el corto plazo, “quién tiene la razón”, cuando en realidad el problema puede radicar en aspectos totalmente atípicos, quizás propios de las condiciones y características ecuatoriales en donde se encuentra situado nuestro país.

Como el conocimiento no se puede transferir, es muy importante EL APRENDER y por eso, la forma que escogamos para que las personas aprendan, tiene tanta importancia porque no todos los métodos son iguales ni dan los mismos resultados. En el CDT de GAS en Colombia se viene generando un proceso que radica en almacenar y transferir la información, dado que todo conocimiento está compuesto por información. Ya se ha hecho realidad en la práctica a la luz de la metrología física (volumen y flujo de gas), en donde se realizó un esfuerzo nacional y se logró establecer «autonomía y confiabilidad» para mejorar los procesos productivos y para brindar confianza en la comercialización del energético. Ahora, con profesionales mejor formados tecnológicamente -con especializaciones, maestrías e iniciando doctorados- es necesario “hacer que gire la rueda” de la metrología analítica.

Finalmente debo dejar suficientemente claro, que nuestra industria nacional viene interiorizando el “cambio cultural” y desde esta “pequeña pero significativa institución de ciencia y tecnología” evidenciamos con placer y con gran entusiasmo, que una vez que han “visto la luz” comprenden que hacer las cosas bien y con ventajas competitivas respecto a las ofertas tradicionales, las nuevas propuestas de cambio cultural y mejora productiva NO TIENEN PRECIO. En verdad no importa cuanta información se acumule, importa

cuánto conocimiento podamos demostrar, pero sobre todo, cuanto conocimiento podemos aplicar. Por ello no hemos vacilado en usar el mejor método: “APRENDAMOS HACIENDO”.

Requerimos entonces recorrer el camino más sensato que consiste, no en almacenar “conocimiento”, sino en facilitar el intercambio (interna y externamente) y la colaboración entre las personas (y entre las instituciones), pero sobre todo, necesitamos oportunidades para continuar aprendiendo y éstas solo se encuentran presentes en los diferentes escenarios nacionales (Gobierno, Universidad e Industria) a donde ofrecemos nuestro concurso, para continuar consolidando un proceso netamente colombiano.

Consideramos que para alentar a nuestros profesionales y en general a nuestro proceso, hemos sido y seguiremos siendo asiduos defensores y ejecutores de un proverbio hindú, que igualmente nos recuerda el Dr. Javier Martínez y que reza: “A los ignorantes los aventajan los que leen libros. A éstos, los que retienen lo leído. A éstos, los que comprenden lo leído y a éstos, los que ponemos manos a la obra”.

Lo hemos demostrado a través de una excelente vigilancia tecnológica, con una sincera relación internacional con Brasil y México, y posteriormente, diseñando, construyendo y colocando en marcha la Infraestructura Metrológica para brindar trazabilidad a las mediciones de gases en Colombia.

Los invito nuevamente a disfrutar de este nuevo esfuerzo nacional que pretende transferir información para el avance de nuestra sociedad.



Henry Abril Blanco
Director: Corporación CDT de GAS

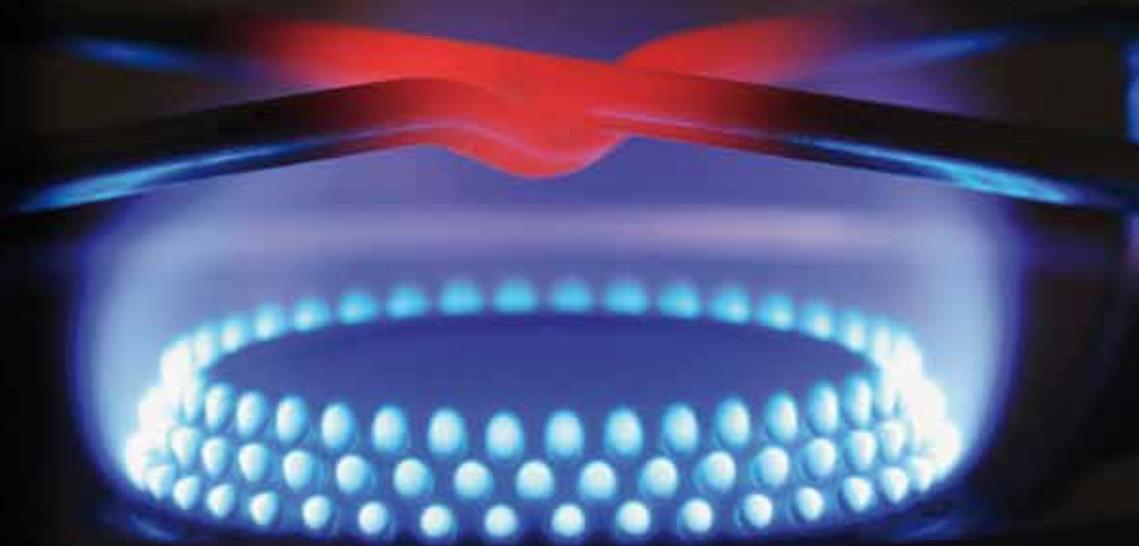
Perspectiva de Análisis Tecnológico a los Límites de Especificación de la **CALIDAD DEL GAS NATURAL** Establecidos en la Regulación Colombiana

Sandra M. Hernandez Suarez (shernandez@cdtdegas.com)

Jose A. Fuentes Osorio (jfuentes@cdtdegas.com)

Henry Abril Blanco (habril@cdtdegas.com)

Corporación Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas



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

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

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

RESUMEN.

El presente documento ofrece una visión desde la ciencia y la tecnología (C&T), a los límites establecidos para la calidad del gas natural de acuerdo con la regulación colombiana y su relación con otros países del primer mundo. De acuerdo con el diccionario de la Real Academia Española, «Perspectiva» es el arte que enseña el modo de representar en una superficie, los objetos, en la forma y disposición con que aparecen a la vista. En este sentido, los autores plasman su visión, considerada en principio más ajustada a la realidad, que viene favorecida por el análisis del Estado del Arte, y por la distancia con que hasta el momento, el CDT de GAS apoya estos procesos en Colombia. Se genera una «alerta temprana» evaluando el escenario de mediano plazo en el cual podría estar inmerso nuestro país (inclusive con aplicación para los países de la comunidad andina) al hacerse realidad la integración energética de América Latina en la cual se visualiza la convergencia de diversas fuentes y composiciones de suministro y entrega de gas natural. En el cuerpo del documento, se relacionan las tendencias internacionales en torno al máximo aprovechamiento del energético y a la mitigación de los efectos que puedan causarse en cuanto a seguridad y medio ambiente. Finalmente se realiza un análisis desde la óptica de la Metrología Aplicada a los procesos, en donde se concluye la importancia de emprender acciones sinérgicas, que permitan generar «conocimiento colombiano» y aplicarlo para sugerir (introducir) cambios (de ser necesarios) a los límites señalados en la reglamentación colombiana estableciendo la conformidad en torno a criterios medibles, cuantificables y que estén al alcance del avance de la ciencia y la tecnología, buscando con ello, optimizar los recursos invertidos por el sector gas en asesorías e infraestructura y generando un beneficio real (seguridad y economía) para los consumidores finales.

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Panorama actual: Abastecimiento de gas natural en Colombia

En el contexto de las respetuosas discusiones presentadas durante la XIII Asamblea y Congreso Anual de NATURGAS se hizo evidente, que a medida que crecen los procesos de exploración, explotación y demanda, el mercado internacional del gas se acerca cada vez más a Colombia, lo cual implicaría la disponibilidad de gas natural procedente de diferentes fuentes, incluyendo aquellas asociadas al gas proveniente de otros países, e inclusive el fortalecimiento de los escenarios de exportación del energético. Este aspecto debe generar una «alerta temprana», no sólo en el sentido de la preparación necesaria para asumir las actividades de comercialización, sino también para el desarrollo de tareas específicas que requerirán de una alta competencia tecnológica al acceder a nuevas fuentes disponibles en el mercado, a las mayores exigencias de seguridad en el manejo y operación, a las mejoras en la confiabilidad del suministro y sin lugar a dudas, a la correcta medición de los volúmenes comercializados (recibidos y entregados) y al estricto control de los contaminantes presentes en el gas natural disponible para el consumo en Colombia a todos los niveles (domiciliario, industrial, térmico, petroquímico, etc.).

Al respecto desde 2009 ACIEM² mencionaba que los análisis de los escenarios futuros del gas natural en Colombia, indicaban que las reservas actuales cubrirían la demanda nacional total hasta mediados de 2018 y que si no se dieran nuevos descubrimientos de gas natural en los próximos años, Colombia tendría que suplir sus necesidades mediante la Importación y Regasificación de GNL³, y/o con GNC⁴ transportado en Barcazas, desde Trinidad y Tobago [1]. Así mismo, la SSPD⁵ en el Congreso de NATURGAS (2010), destacó que uno de los múltiples retos para garantizar la seguridad del mercado colombiano de gas natural, era introducir mayor flexibilidad y confiabilidad en el mercado del gas mediante la apertura al GNL, instalaciones de regasificación y apertura a un régimen claro de importaciones y exportaciones [2]. Igualmente para un escenario de mediano plazo el suministro de gas natural podría darse también a través de la integración energética de América Latina y el Caribe a la cual se refirió la ANH⁶ durante el mismo evento, donde destacó que “los mercados energéticos regionales se integrarán principalmente interconectando los sistemas energéticos y las redes de gas natural para crear economías de escala, reducir costos, y aumentar la fiabilidad de los sistemas energéticos nacionales”[3].

En síntesis, la red de gasoductos colombianos podría ser alimentada en el corto y mediano plazo, por una mezcla de gas natural de diferentes composiciones

¹Asociación colombiana de Gas Natural

²Asociación colombiana de Ingenieros.

³Gas Natural Licuado

⁴Gas Natural Comprimido

⁵Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

⁶Agencia Nacional de Hidrocarburos

⁷Comisión de Regulación de Energía y Gas

proveniente de diferentes fuentes de suministro y de ser suficiente, «en razón a los ingentes esfuerzos que hace el gobierno colombiano y la industria para lograr mayores reservas» podrían inclusive fortalecerse los escenarios de exportación de gas natural en donde llamaría tecnológicamente la atención, la exportación de GNL.

1.2 Panorama actual: Reglamentación sobre límites de calidad del gas natural en Colombia

La especificación de los parámetros de calidad del gas natural en Colombia se encuentra establecida en la Resolución de la CREG⁷ Número 071 de 1999 (Reglamento Único de Transporte -RUT), así como en las demás normas que la han modificado, adicionado, aclarado o sustituido, en especial las Resoluciones CREG 054 de 2007, CREG 041 de 2008 y CREG 131 de 2009, las cuales incluyeron reformas al numeral 6.3.2 del RUT titulado “Verificación de la Calidad” en cuanto a la metodología de comprobación de los componentes del gas natural (específicamente poder calorífico del gas, dióxido de carbono, nitrógeno, oxígeno, gravedad específica, cantidad de vapor de agua, sulfuro de hidrógeno y azufre total), y parámetros para determinar (inclusive) la competencia de los auditores. Por otra parte, la Resolución CREG 187 del 18 de diciembre de 2009, complementó el numeral 6.3 del RUT, mediante la inclusión del numeral 6.3.5 “Especificaciones de calidad del gas natural bajo condiciones de racionamiento programado, declarado mediante la Resolución 18 1654 de 2009 emitida por el Ministerio de Minas y Energía” como una medida de choque que permitiera atenuar las marcadas consecuencias adversas del denominado Fenómeno del Pacífico en Colombia y que, en esencia, permite comercializar gas natural fuera de especificaciones, hasta donde técnica y económicamente sea factible, según su artículo 4°.

En síntesis, se observa que la revisión de las especificaciones de calidad del gas natural en Colombia, está experimentando una dinámica interesante, sin duda, en razón a la necesidad de entregar al “Sistema Nacional” un energético con alta confiabilidad y de la mejor calidad posible.

1.3 Panorama actual: Infraestructura disponible para análisis de la calidad del gas natural en Colombia

5.2.1 MEDICIÓN DE CANTIDADES DE ENERGÍA Y CALIDAD DE GAS EN ESTACIONES DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA, DE ENTRADA

Para determinar las cantidades de energía y la calidad del gas en las estaciones de transferencia de custodia, de entrada, el productor-comercializador deberá disponer, a su costo, de todos los equipos en línea requeridos para medir el volumen y la calidad, según lo dispuesto en el numeral 6.3 de la presente resolución, o aquellas normas que lo modifiquen o adicionen, y será responsable de la operación y mantenimiento de los mismos. El transportador será el responsable de la medición en línea para determinar la cantidad de energía y verificar la calidad del gas en las estaciones de transferencia de custodia, de entrada. El productor-comercializador deberá contar con toda la información en línea requerida por el transportador y permitirle el acceso a la misma para la medición.

CREG 041 DE 2008

Este aspecto -adicional al de la paridad de precios, las tasas retributivas al transporte y al suministro- representa hoy en Colombia uno de los temas más álgidos y de mayor controversia en el sector. A partir del 23 de abril del 2008 cuando se hizo oficial la modificación al RUT a través de la Resolución CREG 041 del mismo año, se dejó establecido, como se aprecia en el recuadro, que en transferencia de custodia el productor-comercializador deberá disponer de «todos los equipos en línea» requeridos para medir el volumen y la calidad del gas natural, buscando dar cumplimiento estricto al numeral 6.3 del RUT el cual se detalla para Colombia más adelante en la tabla 1. Igualmente que, según el numeral 5.5.3.2 del RUT, se debían realizar verificaciones periódicas a dichos equipos de medición por parte del transportador a intervalos pactados contractualmente entre las partes, en presencia de los representantes de los agentes respectivos.

Paradójicamente, con la expedición del RUT en 1999 y más aún con la reforma efectuada en el año 2008, hoy en 2010, es aún incierto definir con seguridad que éstas exigencias están cumpliéndose en su totalidad, aspecto que salta a la vista, por ejemplo, cuando se revisa el número de analizadores de oxígeno instalados en puntos de entrada del sistema de transporte, (de obligatorio cumplimiento según el numeral 5.2.1 del RUT) y que no se hace con base en el argumento que no hay oxígeno presente en los yacimientos, ó que éste parámetro es despreciable (¿seguirá siendo así?). Lo anterior es el reflejo del problema recurrente de una buena parte de la legislación técnica colombiana, la cuál se establece generalmente con base en regulaciones foráneas y en algunos casos, en estudios que con el tiempo demuestran escasa validez. De otra parte y haciendo referencia a la Resolución 131 de 2009, podría interpretarse que se procura llegar a arreglos «por la vía legal» en componentes eminentemente técnicos. Es decir, que al parecer se centran en las consecuencias de un problema, que no ha sido suficientemente analizado en su contexto, y no «como debería ser» en sus causas o raíces. Particularmente al presentarse disputas entre las partes, se aceptó inclusive, que profesionales extranjeros o empresas internacionales diriman un conflicto técnico, y que definen en corto plazo, “quién tiene la razón”, cuando en realidad el problema radica en la falta de trazabilidad⁸ de las mediciones, en que la tecnología requerida para

⁸Según el vocabulario internacional de metrología VIM [4], se entiende por trazabilidad metrológica a la propiedad de un resultado de medida por la cual el resultado puede relacionarse con una referencia mediante una cadena ininterrumpida y documentada de calibraciones, para cada una de las cuales contribuye a la incertidumbre de medida

⁹Entiéndase proceso de medición como el conjunto de operaciones que permiten determinar el valor de una magnitud

¹⁰Todos los datos sobre metro cúbico de gas están referidos a Condiciones Estándar de cada país

¹¹Los líquidos pueden ser: hidrocarburos, agua y otros contaminantes en estado líquido

¹²Se considera como contenido de inertes la suma de los contenidos de CO₂, N₂ y O₂

¹³El máximo tamaño de las partículas debe ser 15 micrones

¹⁴The European Association for the Streamlining of Energy Exchange

¹⁵CEE. Center For Energy Economic.

la evaluación de la calidad se encuentra aún en desarrollo y en proceso de maduración y definitivamente, en el proceso incipiente que aún vive Colombia con respecto a la metrología analítica, a diferencia de la metrología física (volumen y flujo de gas), en donde ya se realizó un esfuerzo nacional y se logró establecer «autonomía y confiabilidad» para mejorar los procesos productivos y para brindar confianza en la comercialización del energético.

En conclusión, la medición de los parámetros de calidad del gas y el seguimiento estricto de dichos procesos de medición⁹ son absolutamente necesarios para demostrar la Conformidad o la No Conformidad de los límites de especificación de la calidad del gas natural señalados en la regulación colombiana, y por ende para garantizar el suministro de un «energético limpio» a los usuarios finales del gas natural.

1.4 El Problema

Frente a este panorama y dada la dinámica internacional que se presenta, plasmada de oportunidades, se hace obligatorio plantear los siguientes interrogantes:

1. **¿Son realmente adecuados los límites actuales? ¿Son muy exigentes y podrían estar generando sobre-costos para nuestra industria y en general para nuestra sociedad? ó ¿Son muy amplios y podrían estar generando condiciones inseguras?**
2. **¿Cómo garantizar en Colombia que la medición de estos límites sea confiable “en el tiempo”?**

Es importante informar, desde ahora, que dar respuesta a estos interrogantes no es una tarea fácil como se verá a continuación a través de los análisis realizados, a la luz de la ciencia, la tecnología y la metrología aplicada a los procesos industriales.

2. LÍMITES DE CALIDAD DEL GAS NATURAL EN DIFERENTES PAÍSES

La Tabla 1 muestra las especificaciones que actualmente son consideradas relevantes en Colombia, México, Australia, EASEEgas¹⁴ (a nombre de buena parte de la Unión Europea), Alemania, Reino Unido y Canadá. Un análisis rápido permite concluir que no existe entre estos países, consenso con respecto a las especificaciones y límites requeridos. Cabe anotar que en la comparación no se incluyó a los Estados Unidos, debido a que en este país, por el múltiple escenario de comercialización que desarrolla, existen diversas exigencias que no se encuentran aún armonizadas. Inclusive en el documento preparado por CEE¹⁵ se concluye que la industria y el gobierno estadounidense deberían adoptar y promulgar un «estándar global» para los temas relacionados con la calidad del gas [4].

A continuación, con el ánimo de resaltar la importancia que debería desplegarse sobre cada uno de los componentes y/o contaminantes asociados al gas natural, se presenta una revisión del Estado del Arte a Nivel

ESPECIFICACIONES	SISTEMA DE UNIDADES	REGULACIÓN DE LA CALIDAD DEL GAS NATURAL							
		COL	MÉX	AUS	EASEE	ALEM	UK	CAN	
Máximo poder calorífico bruto (GHV) ¹	MJ/m ³	42,8	41,55	--	54,15	47,16	42,3	54,7	
Mínimo poder calorífico bruto (GHV)	MJ/m ³	35,4	35,42	--	46,52	30,24	36,9	36,14	
Contenido de líquidos ²	--	Libre de líquidos	Libre de líquidos	Libre de líquidos	Libre de líquidos	--	Libre de líquidos	Libre de líquidos	
Contenido total de H ₂ S máximo	mg/m ³	6	6,1	5,7	5	5	5	6	
Contenido total de azufre máximo	mg/m ³	23	150	50	30	30	50	23	
Contenido CO ₂ , máximo	% volumen	2	3	--	2,5	En evaluación.	2,5	2	
Contenido de N ₂ , máximo	% volumen	3	5	--	--	En evaluación	--	3	
Contenido de inertes máximo ³	% volumen	5	5	7	6	6	7	--	
Contenido de Oxígeno máximo	% volumen	0,1	0,2	0,2	0,01	3	0,2	0,4	
Contenido de agua máximo	mg/m ³	97	112	73	-8°C a 69 barg	-10°C a 75 barg	50	113,2	
Temperatura de entrega máximo	°C	49	50	50	--	--	--	--	
Temperatura de entrega mínimo	°C	7,2	10	2	--	--	--	--	
Contenido máximo de polvos y material en suspensión ⁴	mg/m ³	1,6	Libre de partículas						
Índice de Wobbe	MJ/m ³	--	45,8 a 50,6	46,0 a 52,0	47,4 a 54,7	46,08 a 56,52	47,4 a 54,7	Variable	
Contenido de Hidrógeno	% volumen	--	--	--	0,1	--	0,1	--	
Contenido de Mercaptano máximo	mg/m ³	--	--	5	6	6	6	5	
Índice de combustión incompleta	--	---	--	--	--	0,46	0,46	--	
Índice de hollín	---	--	--	--	--	0,6	0,6	--	
Condiciones estándar	Ps	KPa	101,008	98,071	101,325	101,325	101,325	101,325	101,559
	Ts	K	288,705	293,150	288,150	273,150	273,150	288,150	288,706

Tabla 1. Comparación de la regulación para el transporte del gas natural.

Internacional (año 2000 a 2009 aplicable en otros países), que mediante la utilización de la ciencia y la tecnología, viene permitiendo la realización de ajustes a las regulaciones internacionales. Este análisis contiene aspectos generales sobre los métodos de medición comúnmente establecidos y utilizados para mantener dentro de control dichas especificaciones.

2.1 Análisis desde la C&T al contenido de H₂S.

Atkins Consultants Ltd realizó estudios (año 2000) en donde se destaca que la presencia de este componente a determinadas concentraciones, en contacto con el metal de los gasoductos y en presencia de agua, genera aceleración local de la corrosión en la tubería por presencia de sulfuro de hierro. Así mismo mencionó,

que durante la combustión del gas natural se facilita la formación de dióxidos de azufre (SO_2), que a su vez constituyen un ácido al entrar en contacto con agua generando un amplio impacto de acidificación en el suelo, en las aguas superficiales, en los organismos vivos y en las estructuras o edificaciones. Finalmente indicó, que puede llegar a presentar toxicidad en los humanos dependiendo de las concentraciones y del nivel de exposición [6].

De acuerdo con un estudio del DTI¹⁶ en el 2005, se referencia una experiencia donde el gas natural, con niveles de H_2S dentro de la especificación actual (5 mg/m^3), generó reacciones con el cobre de los tubos de algunos equipos domésticos de combustión de los usuarios, formando una película de sulfuro de cobre. Estos depósitos de sulfuro de cobre se acumulan en las partes internas de los aparatos de gas, como polvo negro. El DTI, en su estudio, consideró que esta condición puede generar, tanto aumento del consumo de gas (disminución de la eficiencia térmica), como condiciones de operación insegura por causa de diferentes efectos tales como el taponamiento del quemador, por lo tanto recomendó la reevaluación del límite de H_2S [7].

Igualmente Atkins Consultants Ltd mencionó que el valor máximo para que no se forme polvo negro, era de $0,4 \text{ mg/m}^3$, valor que podría estar fuera del alcance tecnológico y económico de los actuales sistemas de medición disponibles para análisis de H_2S . Frente a esta situación el BERR¹⁷ del Reino Unido respondió en 2007 [8] que se mantendría el límite actual, pero que era necesario disminuir los periodos de verificación de los equipos domésticos. Finalmente, EASEE-gas, estableció un límite máximo para el H_2S de $4,74 \text{ mg/m}^3$ (un tanto menor respecto a los límites reportados en la tabla 1), valor que se debería tener en cuenta, dado que seguramente se adoptará por parte de algunos países, a partir octubre de 2010 [9].

2.2 Análisis desde la C&T al contenido de Azufre total.

Generalmente, por su naturaleza, es posible que las reacciones se presenten y generen los mismos inconvenientes que los del H_2S promoviendo la formación de sulfuros de hierro.

Si se observa la tabla 1, al respecto de este contaminante se identifica que existe una variación considerable, la cual oscila entre 23 mg/m^3 y 150 mg/m^3 , en donde se destaca que actualmente Colombia posee un límite idéntico al de Canadá, siendo los dos más exigentes con respecto a la mayoría de países estudiados. De acuerdo con los estudios realizados por el DTI, el valor mayormente exigente se da por la necesidad de mantener un control sobre los catalizadores utilizados en motores de GNV los cuales son muy sensibles ante la presencia de azufre. Algunos de los tra-

¹⁶Departamento de Industria y Comercio del Reino Unido

¹⁷Department for Business Enterprise & Regulatory Reform

¹⁸Entidad privada especializada en estudios de este tipo, que ha sido contratada por el DTI. Hoy se conoce con el nombre de Germanischer Lloyd.

bajos más detallados sobre el comportamiento del gas natural en los motores de combustión, que permitieron establecer el efecto del azufre en los catalizadores de oxidación del metano, son el de J. K. Lampert (1997) [11] y McCormick (1996) [12]. En estos trabajos se pudo concluir que el azufre en motores de GNV, inhibe fuertemente la oxidación de metano por encima del efecto de los catalizadores de paladio (utilizados para disminuir la salida de gases hidrocarburos no quemados, a la atmósfera), en cantidades relativamente bajas (1 ppm en masa) de azufre a óxidos de azufre presentes en la salida de los gases de combustión, y que se podría presentar "envenenamiento con azufre", que consiste en la desactivación (disminución de la capacidad de oxidar) del metano en mayor medida que los hidrocarburos no metánicos (NMHC: etano y propano) y por lo tanto podría aumentar la cantidad de hidrocarburos no quemados en los gases de combustión. Esta condición genera disminución de la vida útil de los catalizadores usados para los gases de escape y aumento de las emisiones, lo cual podría superar los niveles establecidos en la regulación. Al respecto se ha identificado, en el estudio del DTI [7], que las pruebas ejecutadas con gases de referencia y nivel de azufre de hasta 50 mg/m^3 , resultaron satisfactorias. La proyección de Europa y Norte América, según ADVANTICA¹⁸, con respecto a este parámetro, es el uso de límites no mayores a 30 mg/m^3 de azufre total.

2.3 Análisis desde la C&T al contenido de CO_2 .

Del estudio de ADVANTICA realizado en 2002, se resalta que la presencia de este componente, a determinadas concentraciones puede producir corrosión por la interacción de agua formando ácido carbónico (H_2CO_3). Igualmente se conoce que el CO_2 es un considerable potencial del calentamiento global, sin embargo es claro que la cantidad presente en su estado natural resulta generalmente despreciable, en comparación con la formada a través de los diferentes procesos de combustión de estos energéticos, incluyendo el gas natural, aspecto que propicia una disminución de la eficiencia de la combustión en algunos equipos y la formación de monóxido de carbono en los gases de combustión. De acuerdo con ADVANTICA, gases naturales con concentraciones de CO_2 cercana a 6% molar producen emisiones relativamente similares, con respecto a un gas sin presencia de CO_2 para gases naturales con Índices de Wobbe entre 46 MJ/m^3 y 54 MJ/m^3 [10].

Al comparar este contaminante en la Tabla 1, se evidencia una variación entre 2% y el 3%, límite que se ha establecido principalmente por las recomendaciones dadas en el estándar NACE MR0175, donde se especifica una aproximación de la condición de corrosión en tuberías a partir de la presión parcial del CO_2 en el gas natural. Recientemente en Colombia mediante la Resolución 187 de 2009 emitida por la CREG, se estableció que durante el período de racionamiento programado, declarado por el Ministerio de Minas y Energía (MME), es posible comercializar gas con concentraciones de CO_2 hasta 3,5% en volumen (molar).

2.4 Análisis desde la C&T al contenido de N₂.

La presencia de Nitrógeno (N₂) a determinadas concentraciones en el gas natural podría generar un incremento en la formación de foto-oxidantes tales como los óxidos nitrosos (NOx), dañinos a la salud humana y al ecosistema [10]. Al revisar este parámetro en la tabla 1, se evidencia también una discrepancia considerable entre ciertas regulaciones (entre 3% y 5% molar). Estudios independientes realizados por BSRIA LTD [13] y ADVANTICA [10] concluyeron que concentraciones de N₂ de 6% molar no generaban condiciones inseguras de combustión ni mayor emisión de NOx, y que el aumento de la formación de los foto-oxidantes, se debía principalmente a inadecuadas prácticas de operación de los sistemas de combustión. Es importante tener en cuenta que esta conclusión se logró, sólo para cuando el Índice de Wobbe de los gases naturales utilizados, se mantuvo entre 46 MJ/m³ y 53 MJ/m³.

BSRIA LTD [13] concluyó, resaltando la importancia de que se controlara el Índice de Wobbe, con el objeto de evitar condiciones inseguras relacionadas con combustión incompleta en aplicaciones domésticas, para los casos en que la presencia de concentraciones de CO₂ o N₂ sean relativamente altas (alrededor de 6% molar). Adicionalmente sugirió que en el Reino Unido, el uso de gases naturales con Índices de Wobbe entre 46 MJ/m³ y 53 MJ/m³ no genera considerables emisiones de NOx y CO en presencia de considerables niveles de inertes (cercanos a 6% molar).

2.5 Análisis desde la C&T al contenido máximo de inertes.

En el entorno internacional se concluyó, que aunque de manera individual el CO₂ y el N₂ no afectan la seguridad del uso de gas natural, a altas concentraciones (por ejemplo 6% molar según el estudio de ADVANTICA), la suma de estos componentes puede generar altos costos de transporte y compresión y afectar el sector de la petroquímica. Por tanto en este caso, es necesario evaluar estos componentes, tanto de forma individual, como combinada.

Como se muestra en la tabla 1, la variación de los límites de cantidad máxima de inertes oscila entre 5% y 7% molar. Para el caso de Colombia el límite máximo es 5% molar, sin embargo, a partir de la Resolución 187 de 2009 emitida por la CREG, es posible comercializar gas con cantidad total de inertes de hasta 7,1% molar. Para destacar, este límite "de emergencia" para Colombia, es similar al límite normal establecido en el Reino Unido, lo cual podría hacer pensar, que la especificación con respecto a inertes en Colombia es muy exigente, y que podría estudiarse su efecto para evaluar una probable ampliación del límite de este parámetro, desde el punto de vista económico y de seguridad en la operación.

2.6 Análisis desde la C&T a la cantidad máxima de O₂.

El oxígeno (O₂) generalmente no se encuentra presente en cantidades significativas en los yacimientos de gas. Su presencia en el gas natural se suele atribuir a la contaminación durante las diferentes actividades de la cadena del gas, o al nitrógeno o al aire inyectado como medio para moderar el Índice de Wobbe. Como se evidencia en la tabla 1, los límites establecidos en las diferentes regulaciones, varían ampliamente en todo el mundo, lo que refleja, diferentes normas, usos, costumbres, infraestructuras, etc.

Un estudio realizado por el DTI [7], analiza un panorama del límite máximo de O₂ entre los establecidos para el Reino Unido (0,2% para uso industrial y 0,001% para sistema de transporte dado que se utiliza el GNL) y el límite sugerido por el EASEE-gas 2006 [9] (0,01% molar). En este análisis se destaca que los efectos causados por la presencia de trazas de oxígeno en los procesos de combustión (cercanos al 0,2% molar en el suministro de gas) son despreciables; que la contribución hecha por el oxígeno en el suministro de gas a la eficiencia energética de los aparatos de gas en la combustión, también puede ser insignificante; que los niveles máximos permisibles de oxígeno para motores de gas son típicamente 0,5% - 1,0% y que por lo tanto los límites son adecuados bajo este aspecto; que las turbinas de gas normalmente toleran sólo trazas de oxígeno (entre 0,1% y 0,2% molar) en los gases de suministro, sin embargo, es clara la «alerta temprana» identificada, en relación con los límites actuales de oxígeno en el Reino Unido (0,2% molar), porque en presencia de agua libre, el oxígeno del gas natural puede promover la corrosión de metales en tuberías y en sus sistemas asociados, por lo tanto resulta indispensable que en las regulaciones se hagan esfuerzos para mantener la atención, sobre el equilibrio entre el nivel permisible de oxígeno y el punto de rocío de agua.

Con respecto al estudio mencionado [6], se afirma finalmente que el nivel de O₂ actual en el Reino Unido (0,2% molar) es apropiado, salvo una atención especial que debe hacerse durante la operación de las turbinas. Sin embargo este mismo estudio, en su análisis del límite para transporte (0,001% molar), manifiesta que es probable que este valor este generando una carga financiera considerable por las exigencias de tratamiento de gas requeridas y que los beneficios no son apreciables. Sin embargo para el caso de las plantas de GNL, gases naturales con cantidades de oxígeno por encima de 0,001% molar, puede generar efectos adversos debido a que existe la posibilidad que se presente combustión de trazas de oxígenos con hidrocarburos, ante las altas temperaturas presentes en los calentadores necesarios para la regasificación, obteniendo como un subproducto, presencia considerable de agua. Este contenido satura fácilmente los tamices moleculares utilizados en los separadores de las plantas de regasificación, disminuyendo su vida útil. Por lo tanto es necesario realizar un análisis detallado de este límite, si Colombia en un futuro está considerando seriamente el GNL como una tecnología, especialmente de exportación, dentro del proceso demanda-oferta de gas natural.

2.7 Análisis desde la C&T al contenido de agua.

Aparte de los efectos ya mencionados, en procesos de aumento de velocidad de corrosión, pueden presentarse otros efectos como la condición de condensación retrograda por presencia considerable de vapor de agua, afectando la operación y funcionamiento de válvulas, analizadores, compresores y medidores. Igualmente la presencia de agua puede generar remanentes de agua líquida o formación de hidratos que disminuyen la capacidad y reducen la presión en los sistemas de combustión y gasoductos; de la misma forma, las turbinas utilizadas para transformación de energía, son considerablemente susceptibles a la presencia de agua, afectando su desempeño y poniendo en riesgo la integridad del rotor de la turbina, como lo expresa el DTI [7].

Ante esta situación el grupo NATIONAL GRID¹⁹ ha realizado estudios sobre el límite de cantidad de vapor y ha identificado que el punto de rocío del agua debería ser de -10 °C, a cualquier presión igual o inferior a 85 bar(g), para que sea posible ingresar al sistema de transporte de gas. NATIONAL GRID considera que este límite es un nivel seguro que no genera costos indebidos de transformación en los productores de gas, mientras que se garantiza la protección contra los efectos de condensación retrograda del agua. Sin embargo, EASEE-gas 2006 [9] propuso un límite de -8°C @ 69 bar(g).

A continuación en la Figura 1 se comparan, a partir de estos límites, la cantidad de vapor de agua en mg/m³ permisible. Obsérvese que para Colombia es un valor fijo independiente de la presión, a diferencia de las referencias anteriormente mencionadas.

Resulta evidente, que se presenta una considerable diferencia de la cantidad permisible de H₂O en el RUT de Colombia con respecto a las otras referencias, a presiones de operación altas. Los estudios para identificación de los límites propuestos por EASEE-gas y NATIONAL GRID fueron desarrollados entre los años 2002 y 2004, y este parámetro no ha sido modificado en Colombia desde 1999, por lo tanto sería importante realizar un revisión de la aplicabilidad del límite para nuestro entorno, en razón a la presencia de humedad en las puertas de ciudad, identificando igualmente la forma óptima de reportarla, ya sea como punto de rocío o como el contenido de agua.

2.8 Análisis desde la C&T al contenido de H₂.

En el documento API RP 941, se destaca en cuanto al contenido de hidrógeno (H₂), que a temperaturas y presiones elevadas el hidrógeno atómico tiene la capacidad de penetrar el acero al carbono o el aleado, y reaccionar con carburo de hierro, con lo cual aparece una fase frágil y la tendencia a formar grietas internas. Este proceso de descarburización se conoce como ataque de hidrógeno y origina un significativo deterioro

¹⁹www.nationalgrid.com/. National Grid is one of the world's largest utilities. We are focused on delivering energy safely, efficiently, reliably and responsibly

Especificaciones de cantidad de H₂O

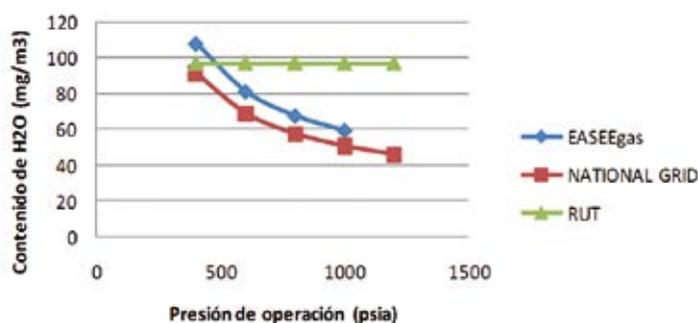


Figura 1. Comparación de los límites permisibles de contenido de agua

de las propiedades mecánicas, tales como resistencia a la tensión, dureza y ductilidad, condición que puede afectar los sistemas de transporte como los equipos asociados para medición, regulación, calentamiento, etc.

Según DTI 2005 [7], altos contenidos de H₂ pueden presentar problemas de seguridad en la combustión del gas natural, debido a que este posee una muy alta velocidad de combustión, lo que puede ocasionar retroceso de llama en equipos de aplicación doméstica. En el caso contrario, a bajas concentraciones de H₂, existe el riesgo de que su presencia genere alargamiento de la llama y esta se acerque demasiado a otros elementos (por ejemplo el intercambiador de calor en un equipo de combustión). EASEE-gas propone un valor de control en 0,1% molar. Otros estudios realizados por el comité ejecutivo de la IEA Greenhouse Gas R&D Programme [15] sobre el efecto invernadero, mencionan que la adición de hidrógeno al gas natural puede tener un efecto moderador sobre el Índice de Wobbe, generando una reducción en las emisiones de CO₂ y por ello DTI plantea utilizar gases naturales con concentraciones de hidrógeno por debajo del 3% mol, ampliando el límite de hidrógeno de forma gradual, pero evaluando constantemente el desempeño de los equipos de combustión, especialmente los de aplicación doméstica, para garantizar el uso de gas natural con mayores concentraciones de H₂.

En Colombia actualmente la cantidad máxima de Hidrógeno no hace parte de los parámetros para evaluar la calidad del gas. El panorama anteriormente indicado, induciría a pensar, que es válido evaluar los límites de este componente en las especificaciones de calidad del gas natural.

2.9 Análisis desde la C&T con respecto al Índice de Wobbe. (Intercambiabilidad)

La Intercambiabilidad de un gas, según el artículo publicado por Jack Powell [16], es la capacidad de sustituir un combustible gaseoso por otro, en una aplicación de combustión sin cambios sustanciales en la seguridad operacional, la eficiencia, rendimiento o aumento de manera significativa de las emisiones contaminantes al aire. La intercambiabilidad está principalmente asociada a un problema del uso final, debido a que se centra en la combustión en aplicaciones do-

mésticas o industriales y equipos para generación de energía eléctrica, por lo tanto es necesario controlar la calidad del gas en el suministro. Sin embargo Powell resalta, que el análisis debe ser mucho más profundo debido a que durante el proceso de transferencia de custodia «productor-transportador y transportador-comercializador» pueden presentarse diferentes condiciones que llegarían a alterar la combustión final del gas comercializado.

En relación a la intercambiabilidad de gases en uso final, Advantica [10], menciona que el aumento del poder calorífico y del Índice de Wobbe (IW) se debe principalmente a la presencia de cadenas de hidrocarburos más largas, generando la necesidad de mayor cantidad de aire u oxígeno, para que se presente adecuadamente la mayor cantidad de oxidación de los carbonos. Si para un determinado equipo de combustión con determinadas dimensiones de quemadores, se presenta una variación considerable de su composición y por lo tanto del IW, esta condición podría generar la denominada “combustión incompleta” caracterizada por la formación considerable de contaminantes como CO y NOx y obviamente una disminución en la eficiencia de combustión. En el Reino Unido, dada la importancia de este parámetro relacionado con la seguridad de los usuarios finales, Advantica concluyó, que gases que cumplen con los límites, bajo condiciones normales (47,2 MJ/m³ y 51,41 MJ/m³), y bajo los límites de emergencia (46,5 MJ/m³ y 52,85 MJ/m³), cumplen con una operación adecuada, limpia y eficiente sin llegar a afectar el desempeño de los equipos de combustión. Adicional a este efecto, destacó que el aumento no controlado del IW puede ocasionar disminución de la vida útil y confiabilidad de la turbinas de combustión, así como disminución del desempeño de las calderas, y daño a intercambiadores de calor por depósito de hollín. Por lo anterior, este parámetro es clave para generar un panorama afín al uso racional de la energía. En Colombia, la CREG colocó a consideración del sector, el documento CREG D 062 de 2008 que hace alusión a este tema. A la fecha no existen decisiones concluyentes.

Retomando la temática de intercambiabilidad en transporte y distribución, se destaca que en 2005 el grupo de trabajo de intercambiabilidad denominado NGC+ [17], estableció una serie de recomendaciones presentadas a la FERC²⁰ de E.U., relacionadas con lineamientos provisionales para la intercambiabilidad del gas, principalmente para los transportadores. En resumen estas recomendaciones fueron enfocadas a establecer políticas para definir la intercambiabilidad del gas donde se especifica claramente la necesidad de garantizar la intercambiabilidad en el punto de transferencia «productor-transportador y transportador-distribuidor», por probables contaminaciones durante el transporte del gas. Igualmente hizo énfasis en colocar especial atención a aquellos casos en donde se utilice inyección de gases inertes o aire, para la disminución del poder calorífico en distribución de gas y destacó

así mismo que se requiere un análisis mucho más detallado del comportamiento de la intercambiabilidad del gas, por probable presencia de GNL regasificado, en la red de gasoductos.

Finalmente indicó que el poder calorífico, no es una medida adecuada de intercambiabilidad del gas y sólo tendría sentido utilizarlo, con factores adicionales tales como el factor de combustión incompleta y otros factores similares. Recalcó que el Índice de Wobbe es el factor más robusto para establecer la intercambiabilidad del gas.

2.10 Análisis desde la C&T con respecto a Factor de Combustión Incompleta y el Índice de Hollín.

En Europa para brindar información complementaria al Índice de Wobbe, que permita garantizar gases naturales con propiedades que contribuyan a una combustión más limpia, se han incluido estudios que contemplan el Factor de Combustión Incompleta (FCI) y el índice de hollín (IH).

El FCI corresponde a un índice empírico desarrollado por Dutton y sus colaboradores, que relaciona la composición del gas con la tendencia a la combustión incompleta, en aplicaciones de gas [19]. Este factor es calculado mediante la siguiente ecuación dada en GS(M)R²¹:

Donde,

$$FCI = \frac{(IW) - 50,73 + 0,03 * PN}{1,56}$$

IW : Índice de Wobbe en MJ/m³ a las condiciones estándar

PN : corresponde a la suma de las fracciones molares de Propano y Nitrógeno

Igualmente el IH corresponde un índice empírico desarrollado por Dutton y sus colaboradores, que relaciona la composición del gas con la tendencia a la formación de hollín en aplicaciones de gas[19]. Este factor es calculado mediante la siguiente ecuación dada en GS(M)R:

Donde, $IH = 0,896 \cdot \tan^{-1} (0,0255C_3H_8 - 0,0233N_2 + 0,617)$

C₃H₈: Fracción molar del Propano en el gas natural evaluado

N₂ : Fracción molar del Nitrógeno en el gas natural evaluado

La función trigonométrica dada en la ecuación, debe ser evaluada en radianes

Actualmente, a partir del estudio realizado con los diagramas de intercambiabilidad de gases de Delbourg y Dutton implementados por el IGU²² se ha identificado que los valores aceptables e implementados en el Reino Unido son para el Factor de Combustión Incompleta (FCI) = 0,46 y para el índice de hollín (IH) = 0,6. En Colombia estos parámetros, no están contemplados en la regulación actual.

²⁰The Federal Energy Regulatory Commission

²¹Gas Safety (Management) Regulations 1996 of UK

²²International Gas Union.

2.11 Análisis desde la C&T al Punto de Rocío de HC.

Según el DTI, el punto de rocío de hidrocarburos es un factor importante que limita el máximo nivel permisible de hidrocarburos pesados (propano, butano, pentano, etc) en el suministro de gas. La identificación de las especificaciones actuales debería ayudar en la protección contra diferentes efectos que se presentan por el aumento de los hidrocarburos pesados en el gas natural, y generan un aumento considerable en las emisiones de CO y NOx en aparatos de gas durante su combustión, y a la vez la disminución de la eficiencia energética [7]. En el consumo del gas natural como combustible automotor también se hacen presentes estos fenómenos debido a la variación en la composición del gas por la condensación de los hidrocarburos pesados, fenómeno operacional que afecta la relación aire/combustible con consecuencias de baja eficiencia y aumento de las emisiones de dicho parque automotor.

Es de resaltar que con el cambio del concepto de la cricondentherm, al del punto de rocío de hidrocarburos se disminuyó en parte la subjetividad expresada inicialmente en el RUT, pero hoy, es necesario aclarar, tal como lo expresa NPL[18], que la cricondentherm puede ser adecuadamente utilizada para la calibración de los analizadores con gases de referencia pero recomienda siempre utilizar, una única ecuación de estado, y se refiere específicamente a RKS²³.

3. KNOW-HOW, TECNOLOGÍA, TRAZABILIDAD E INCERTIDUMBRE ASOCIADOS A LOS LÍMITES DE CALIDAD DEL GAS NATURAL: UNA VISIÓN PARA COLOMBIA

Como se demostró anteriormente, las especificaciones de la calidad del gas natural se encuentran definidas para cada país y hacen parte de documentos regulatorios, como el RUT para Colombia. Ha quedado igualmente descrito que no todos los límites establecidos se cumplen en su totalidad y otros que aunque deberían hacer parte, no se encuentran incluidos en dichas especificaciones, caso que aplica igualmente para todos los países y que obliga, por lo menos en Europa, a mantener una dinámica constante de evaluación en torno a la vigencia y aplicabilidad de dichas especificaciones.

Para el caso de Colombia, es evidente que la dinámica de actualización de los procesos e inclusive de la reglamentación vigente se hace aprovechando recursos económicos disponibles en el sector, utilizando en su mayoría el concurso de expertos extranjeros, quienes haciendo uso de los análisis y resultados obtenidos en experiencias de otros países, los replican en nuestra realidad nacional. Infortunadamente debemos confiar ciegamente en sus hallazgos y recomendaciones, dado que no se posee «conocimiento colombiano», no se cuenta con infraestructura adecuada, no se ha establecido la trazabilidad y tampoco se utiliza la incerti-

²³Redlich-Kwong-Saave

²⁴Lo expresado en paréntesis, es de los autores

²⁵Australian Energy Market Operator

dumbre de la medición, como parámetro que permita garantizar la confiabilidad de los resultados emitidos y por ende la conformidad o no conformidad con las exigencias nacionales. En este contexto, no cabe duda, que aunque la ciencia y la tecnología hacen parte ya de nuestro diario vivir, en este tema de la Calidad del Gas, aún Colombia no da sus primeros pasos.

Una medición inadecuada de cualquiera de los parámetros establecidos, podría inducir a la disminución de la eficiencia energética, a pérdidas económicas por facturaciones erróneas de la energía comercializada, a una condición insegura de uso y transporte, al rechazo del gas, a la desconfianza de los usuarios frente a las empresas distribuidoras, a condiciones de racionamiento de gas innecesarios, e inclusive a inversiones recargadas para optimizar los procesos de tratamiento del gas natural.

Frente a este panorama, es necesario establecer en la regulación (por ejemplo para Colombia en el RUT)²⁴, los lineamientos que permitan garantizar mediciones confiables en los diferentes sistemas de medición utilizados [20]. Garantizar el grado de confiabilidad de los resultados está directamente relacionado con verificar que las tecnologías se encuentren disponibles en el mercado, en establecer una Política de Trazabilidad que permita obtener resultados repetibles, reproducibles y comparables para que Colombia tenga representación y sea considerada seriamente en el ámbito internacional. Es decir, Colombia debe hacer sus mejores esfuerzos para que en el mediano plazo sea completamente autónoma para garantizar la confiabilidad en sus procesos de comercialización. Igualmente debe establecerse la máxima incertidumbre con la cual es posible realizar las correspondientes mediciones, dado que, como se observa en la Tabla 2, **no todos los métodos arrojan resultados de medición comparables en términos de exactitud**. Adicionalmente, estos límites de incertidumbre no incluyen los efectos asociados al muestreo del gas, por lo tanto sería necesario dentro de la regulación, definir y exigir el cumplimiento de adecuados métodos de muestreo, siguiendo lineamientos de estándares como el API 14.1 y la ISO 10715. Una fuente de excelente consulta al respecto, es la emitida por AEMO²⁵ [22].

3.1 Límites, Medida, Incertidumbre y Conformidad

Entonces, para establecer la conformidad de los parámetros de la calidad del gas, es necesario basarse en el resultado de la medición, su incertidumbre asociada y obviamente los límites admisibles del proceso de medición. Evaluados los resultados alcanzados, se determina si el proceso de medición “*es conforme*” o “*no conforme*” de acuerdo a lo establecido en las documentos regulatorios [23].

Con el objeto de facilitar la comprensión de la conformidad o no conformidad de la evaluación de límites de especificaciones, se presenta a continuación, en la Figura 2 un ejemplo práctico relacionado con el límite de CO₂ permisible, hoy en día, para Colombia.

CONTAMINANTE	ESPECIFICACIÓN DEL MÉTODO	CARACTERÍSTICAS METROLÓGICAS ²⁷			
		Alcance de Medición (mg/m ³)	Repetibilidad (mg/m ³)	Reproducibilidad (mg/m ³)	
Ácido sulfhídrico H ₂ S	ASTM D4084. Análisis de H ₂ S en gases combustibles (Método de la velocidad de reacción del acetato de plomo).	0 - 1253	6,3	8,3	
		1390 - 12515	63,0	83,4	
	ASTM D4810. Análisis de H ₂ S en gas natural empleando tubos detectores.	4,2 - 167	+/- 16,7	--	
		69,5 - 6950	+/- 347,7	--	
	ASTM D1945. Análisis de gas natural por cromatografía de gases.	0 - 1253	139	278	
		1390 - 12515	556	973	
Azufre Total	ASTM D4468. Azufre total en gases combustibles por hidrogenólisis y Colorimetría Radiométrica.	Alcance de Medición (mg/m ³)	Repetibilidad (mg/m ³)	Reproducibilidad (mg/m ³)	
		1,39	0,22	0,36	
		0,14	0,07	0,11	
	ASTM D7493. Medición en línea de compuestos azufrados en Gas Natural y Gases Combustibles por cromatografía de gases y detección electroquímica.	Componentes	Concentración (mg/m ³)	Repetibilidad (mg/m ³)	
		H ₂ S	8,1	+/- 0,065	
		Metil mercaptano	12,5	+/- 0,090	
		i-Propil mercaptano	3,6	+/- 0,050	
		t-Butil mercaptano	9,19	+/- 0,041	
	ASTM D6228. Determinación de compuestos sulfurados en gas natural y gases combustibles por cromatografía de gases y detección de llama fotométrica.	Tiofeno	16,9	+/- 0,24	
		Sulfuro de Carbonilo	5,08	+/- 0,15	
		Sulfuro de dimetilo	11,6	+/- 0,38	
		Disulfuro de dimetilo	7,7	+/- 0,23	
	Dióxido de Carbono (CO ₂)	ASTM D1945. Análisis de Gas Natural por Cromatografía de gases	Alcance de Medición (% Mol)	Repetibilidad (% Mol)	Reproducibilidad (%Mol)
			0 - 0,09	0,01	0,02
0,1 - 0,9			0,04	0,07	
1,0 - 4,9			0,07	0,10	
5,0 - 10			0,08	0,12	
Mayor a 10		0,10	0,15		
Análisis de CO ₂ por Espectroscopia Infrarroja.	0 - 9,0	0,017	0,003		
Nitrógeno (N ₂)	ASTM D1945. Análisis de Gas Natural por Cromatografía de gases	Alcance de Medición (% Mol)	Repetibilidad (% Mol)	Reproducibilidad (%Mol)	
		0 - 0,09	0,01	0,02	
		0,1 - 0,9	0,04	0,07	
		1,0 - 4,9	0,07	0,10	
		5,0 - 10	0,08	0,12	
Oxígeno (O ₂)	ASTM D1945. Análisis de Gas Natural por Cromatografía de gases	Mayor a 10	0,10	0,15	
		Análisis de Oxígeno por Espectrofotometría			
		No existen datos de precisión disponibles para este método.			
Hidrógeno (H ₂)	Análisis de Oxígeno por el efecto de la reducción electroquímica				
	No existen datos de precisión disponibles para este método.				
	Análisis de H ₂ por espectroscopia.				
No existen datos de precisión disponibles para este método.					
Humedad (H ₂ O)	ASTM D1142. Contenido de Vapor de agua por medición de la temperatura del Punto de Rocío.				
	No existen datos de precisión disponible para este método.				
	ASTM D4888. Vapor de agua en Gas Natural usando Tubos detectores.				
La precisión considerada generalmente es de +/- 25% del valor de la lectura.					
ASTM D5454. Contenido de vapor de agua en gases combustibles empleando analizadores de humedad electrónicos.					
Los datos de precisión se están preparando para este método de ensayo mediante un estudio entre laboratorios.					
Dew Point de Hidrocarburo	ASTM D1142. Contenido de Vapor de agua por medición de la temperatura del Punto de Rocío.				
No existen datos de precisión disponibles para este método.					

Tabla 2. Métodos²⁶, Equipos de Medición e Características Metrológicas.

²⁶Para este documento se incluyeron solo normativa ASTM, pero aplica igualmente normativa ISO la cual, poco es considerada dentro de la regulación vigente.

²⁷Los autores presentan las características metrológicas en una misma unidad, para componentes similares, con el objeto de facilitar la comparación de la «calidad de los resultados obtenidos»

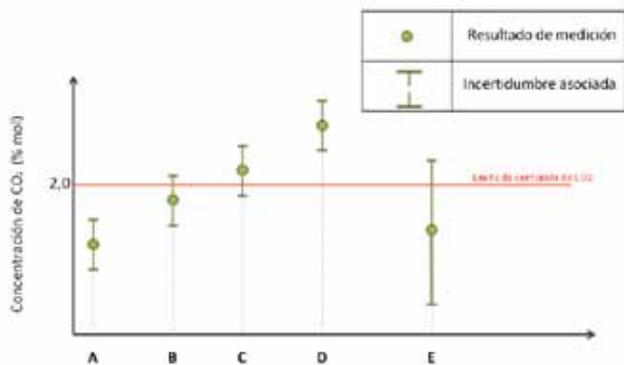


Figura 2. Escenarios de Conformidad ó No Conformidad

En la Figura 2 se muestran los casos que se presentan al efectuar una verificación de conformidad. De acuerdo con el ejemplo y realizando un análisis gráfico, en el caso A, el proceso de medición de CO₂, se encuentra dentro de los límites establecidos como permisibles. En este caso hay una absoluta conformidad con los requerimientos para el nivel de confianza establecido. Caso contrario, el **caso D**, en el cual se encontró que el valor reportado, junto con su incertidumbre de medición expandida, cae completamente fuera de los límites especificados. Existe una seguridad plena de la no conformidad para el nivel de confianza establecido. En casos como los descritos en B y C, es esencial analizar y establecer políticas en la regulación que permitan dar tratamiento a estos casos, teniendo en cuenta que una de las partes está asumiendo el riesgo de la no conformidad de la especificación

En el **caso E** se evidencia una amplia incertidumbre con respecto al límite permisible, (caso que se presenta, por ejemplo, cuando se selecciona incorrectamente un equipo de medición), por lo tanto se concluye que el proceso de medición no es el adecuado para evaluar el parámetro objeto de análisis.

4. CONCLUSIONES

4.1 Panorama Integral: Futuro Deseable

Bajo las condiciones presentadas anteriormente, el rol de la calidad del gas natural en Colombia deberá conformar un escenario de mayor importancia y sin duda, si se quiere mantener el liderazgo que hasta la fecha ha demostrado técnicamente nuestra industria, deberá asumirse una posición estratégica de orden preventivo (donde la asociación de fuerzas –gobierno, entes reguladores, instituciones de ciencia-tecnología, industria, usuarios- sea la constante) para que con su sinergia, se controle el rumbo de las futuras y exitosas transacciones comerciales y se provea un energético limpio y seguro.

Se hace necesario entonces, en razón a la ya existente realidad nacional, que se tome muy en serio el

²⁸Consejo Nacional de Operación-gas

²⁹De acuerdo con el VIM, materiales de referencia se entiende como un material suficientemente homogéneo y estable con respecto a propiedades específicas, establecido como apto para su uso previsto en una medición o en un examen de propiedades cualitativas

panorama que se presenta, de manera que se continúen realizando esfuerzos como los que hasta el momento ha llevado a cabo la CREG y el CNOgas²⁸ –pero refinando la intención de tropicalizarlos a nuestro entorno, mediante la generación de experiencias y conocimiento colombiano, aprovechando el Sistema Nacional de Ciencia y Tecnología, como lo muestra la Figura 3. De esta forma, las modificaciones a nuestra reglamentación tendrán una identidad nacional soportada con conocimiento e infraestructura, desde una perspectiva de ciencia y tecnología, tal como lo vienen haciendo países como México, que se destaca por la generación de conocimiento en torno al desarrollo de materiales de referencia²⁹ en metrología química, y Noruega, Irlanda, Canadá, y en especial el Reino Unido donde se han generado alertas en escenarios similares, tomando en consideración las pérdidas de eficiencia en razón a la conversión de la energía que puede llegar a afectar la productividad y la competitividad de las industrias. Es de destacar que en estos países ya se generan alertas tempranas en relación con los niveles de formación de monóxido de carbono, dióxido de carbono, óxidos nitrosos, óxidos de azufre, etc, entre los probables productos de la combustión, que pueden llegar a ocasionar, tanto daños ambientales, como riesgos en la seguridad y en la salud pública [10]. Vale la pena citar el esfuerzo europeo, que a través de los estudios de EASEE-gas, está pretendiendo armonizar la calidad del gas en la Comunidad Económica Europea.

Finalmente, es clave destacar que en Colombia se requiere generar una dinámica para consolidar, a un nivel óptimo, los procesos necesarios que permitan establecer un laboratorio nacional de calidad de gas, autónomo, que brinde la confiabilidad requerida, que provea los gases y/o materiales de referencia y que permita definir la trazabilidad para todos y cada uno de los parámetros establecidos; solo de esta forma se podrán resolver autónoma y eficientemente, con base en ciencia y tecnología, los conflictos técnicos y comerciales presentes en la industria del gas a nivel nacional.

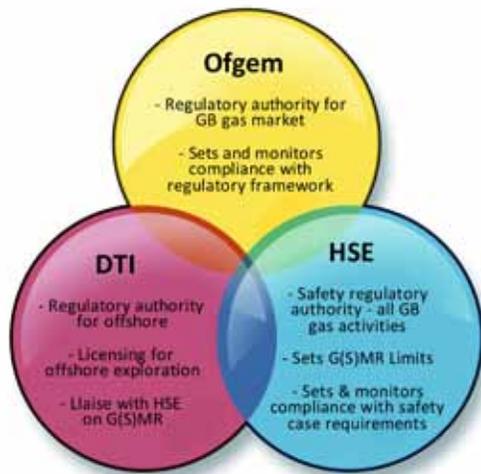
Entonces:

¿Son realmente adecuados los límites actuales? ¿Son muy exigentes y podrían estar generando sobre-costos para nuestra industria y en general para nuestra sociedad? ó ¿Son muy amplios y podrían estar generando condiciones inseguras?

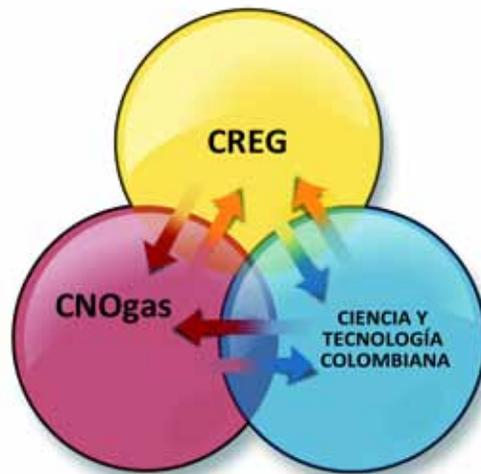
Será posible obtener una respuesta satisfactoria, solo en el momento en que las partes decidan tomar partido y generar acciones contundentes en una misma dirección...

¿Cómo garantizar en Colombia que la medición de estos límites sea confiable “en el tiempo”?

Igualmente, solo será posible, a partir de la generación de conocimiento colombiano, «continuo y sostenido» forjado a través de un proceso sistemático que permita, de acuerdo a lo recomendado por el gobierno



Esquema utilizado en el Reino Unido [24]



Sistema Propuesto para Colombia

Figura 3. Roles y Responsabilidades para Regulación y Control de la Calidad del Gas

nacional, contar en el mediano plazo con infraestructura propia suficiente y disponible, y con profesionales graduados a alto nivel, «específicamente formados para atender estas necesidades».

Este consorcio del progreso integrado por el gobierno, las entidades del sector gas y los estamentos de ciencia y tecnología del país, facilitarán la obtención de soluciones tecnológicas innovadoras que impulsen la industria nacional y que le permitan situarse a la par de organizaciones de clase mundial. En síntesis, deberá enfocarse de forma preferencial y con personal exclusivamente dedicado a este proceso sistemático, al análisis de costos y beneficios integrales, involucrando de similar manera, a productores, transportadores, comercializadores, distribuidores, grandes consumidores industriales, fabricantes de equipos industriales y gasodomésticos y sin duda a las PYMES y a los usuarios del Gas Natural Vehicular, a las pequeñas industrias, a los comercios y a los usuarios residenciales.

Su enfoque, eminentemente tecnológico, se dirigirá hacia la vigilancia de los avances de la ciencia y la tecnología que permitieran estudiar diferentes escenarios de mezclas de gas, que permitirían fijar las especificaciones aplicables para Colombia en términos de seguridad, eficiencia, manejo ambiental, aplicaciones operacionales y muy especialmente a minimizar las inversiones requeridas para optimizar los procesos en aras de lograr un energético limpio para ser utilizado en un medio ambiente sostenible.

REFERENCIAS

- [1]. ACIEM. Futuro del mercado del gas natural en Colombia. 2009.
- [2]. Uribe Evamaría. Gas Natural en Colombia - Retos institucionales. 2010
- [3]. Zamora Armando. La ANH y el desarrollo de la industria de gas. 2010.
- [4]. Vocabulario Internacional de Metrología – Conceptos fundamentales y generales, y términos asociados (VIM). 1ra

edición en español – 2008.

- [5]. Michot M. PhD. Interstate Natural Gas-Quality Specifications & Interchangeability. 2004
- [6]. CRR 287/2000; Safety aspects of the effects of hydrogen sulphide concentrations in natural gas. Further work; W S Atkins Consultants Ltd
- [7]. DTI. Future arrangements for Great Britain's gas quality specifications. 2005.
- [8]. BERR. Government Response to consultation on future arrangements for Great Britain's gas quality specifications. 2007.
- [9]. EASEE-gas. CBP 2005-001/02 Gas Quality Harmonisation. 2006
- [10]. ADVANTICA. Assessment of the impact of gas quality on the performance of domestic appliances (a pilot study).2002.
- [11]. J. K. Lampert and R.J. Farrauto, "Catalyst development for methane emissions abatement from lean burn natural gas engines", Gas Research Institute Report GRI-97/0212, 1997.
- [12]. R.L. McCormick, A.E. Newlin, D.L. Mowery, M.S. Graboski and T.R. Ohno, "Rapid Deactivation of lean-burn natural gas engine exhaust oxidation catalysts", SAE Paper 961976, Society of Automotive Engineers, 1996.
- [13]. BSRIA Ltd. Assessment of gas quality on domestic appliances. 2005
- [14]. API Recommended Practice 941. Steels for Hydrogen Service at Elevated Temperatures and Pressures in Petroleum Refineries and Petrochemical Plants. Seventh Edition, August 2008.
- [15]. IEA Greenhouse Gas R&D Programme. Reduction of CO2 Emissions by Adding Hydrogen to Natural Gas. 2003.
- [16]. Powell J. Finding the Right Mix-Broadening Supplies While Maintaining Compatibility. American Gas 2007.
- [17]. NGC+ Interchangeability Work Group. White Paper on Natural Gas Interchangeability and Non-Combustion End Use.2005
- [18]. NPL. "Comparison of methods for direct and indirect measurement of hydrocarbon dewpoint".2008.
- [19]. <http://www.handbook.ifrf.net/handbook/index.html>. IFRF Online Combustion Handbook.
- [20]. Darin G. Reducing measurement uncertainty in process gas quality measurements. SRI. 2008
- [21]. INELECTRA. 903-HM120-P09-GUD-054. Guía sobre los materiales de construcción y la corrosión. 2009.
- [22]. AEMO. OP-601-065 Gas Quality-Measurement Requirements
- [23]. Oliveira Elcio. Data reconciliation in the natural gas Industry: Analytical applications. 2009
- [24]. OFGEM. Gas Quality Scenario Development and Economic Regulation workstreams – Conclusions. 2007

FUNDAMENTOS DE LA MEDICIÓN DE GAS HÚMEDO

Juan Manuel Ortiz Afanador (juanmanuel.ortiz@tgi.com.co)
John Fredy Velosa Chacón (john.velosa@tgi.com.co)
Transportadora de Gas Internacional – TGI S.A. ESP

Resumen

La medición de gas húmedo es una de las aplicaciones más comunes en la práctica metrológica industrial, y paradójicamente es -a su vez- uno de los tópicos más incomprensidos por parte de los responsables de los procesos de medición. Este problema queda de manifiesto cuando se aprecia la confusión existente entre la medición de gas húmedo y la medición multifásica. Una confusión de este tipo en un proyecto de medición de gas (P. Ej. para propósitos de medición de apropiación en un campo productor), puede significar varios millones de dólares en infraestructura inoficiosa si finalmente se determina que la aplicación requerida era para gas húmedo y no multifásica.

Por otra parte, es claro que el gas húmedo no se puede medir como si fuera seco, y que la incertidumbre asociada a las mediciones de gas húmedo es superior, incluso en varios órdenes de magnitud, a aquella asociada a la medición de un gas seco. Dados los enormes problemas que se han presentado históricamente en la medición de gas húmedo, posiblemente iniciándose (pero con seguridad acrecentándose) a partir del inicio de la Revolución Industrial, expertos de varios países iniciaron un proyecto mancomunado, orientado hacia la generación de un documento de carácter técnico que presentara el estado del arte y a su vez constituyera una guía en la materia. Dicho documento vio la luz en el año 2008 mediante el Reporte Técnico ASME MFC-19G-2008 "Wet Gas Flowmetering Guideline".

El presente artículo ofrece una síntesis de los aspectos fundamentales contenidos en el Reporte de ASME, abarcando las definiciones más relevantes, los parámetros adimensionales útiles en este tipo de aplicaciones, como por ejemplo el de Lockhart-Martinelli y los números de Froude y de Weber. También se aborda la convención que se estableció para definir cuándo se puede asumir un flujo de gas como húmedo, la caracterización de los patrones de flujo y las herramientas usadas para predecir los mismos, los medidores que han sido usados para este tipo de aplicaciones junto con los respectivos resultados obtenidos, para finalizar dando un vistazo a las prácticas recomendadas y al complejo tema de estimar la incertidumbre en una facilidad para medición de gas húmedo.

Letras

Símbolo	Descripción
A	Área transversal a la entrada del medidor
D	Diámetro a la entrada del medidor
Fr	Número de Froude para una sola fase
Fr_g	Número de Froude densimétrico para el gas
Fr_l	Número de Froude densimétrico para el líquido
g	Aceleración gravitacional
\dot{m}	Caudal másico
\dot{m}_g	Caudal másico de gas
\dot{m}_l	Caudal másico de líquido
\dot{Q}_g	Caudal volumétrico de gas a condiciones de flujo
\dot{Q}_l	Caudal volumétrico de líquido a condiciones de flujo
Re	Número de Reynolds
Re_{sg}	Número de Reynolds asociado a la velocidad superficial para un flujo en dos fases
\bar{U}	Velocidad promedio del gas
\bar{U}_{sg}	Velocidad superficial del gas
\bar{U}_{sl}	Velocidad superficial del líquido
We	Número de Weber para una sola fase
X	Parámetro de Lockhart-Martinelli original
X_{LM}	Parámetro de Lockhart - Martinelli moderno

Símbolos

Símbolo	Descripción
ΔP_{lf}	Pérdida de presión por fricción en tubería recta si la fase líquida de un flujo bifásico fluyera sola
ΔP_{gf}	Pérdida de presión por fricción en tubería recta si la fase gaseosa de un flujo bifásico fluyera sola
μ	Viscosidad absoluta
μ_g	Viscosidad absoluta del gas
ρ	Densidad
ρ_g	Densidad del gas
ρ_l	Densidad del líquido
σ_l	Tensión superficial del líquido

1 INTRODUCCIÓN

Considerando que este artículo pretende brindar los fundamentos básicos de la medición de gas húmedo, lo más conveniente es iniciar con su definición. Como se podrá apreciar, van a introducirse algunos términos (posiblemente nuevos para el lector), los mismos se irán explicando posteriormente, de manera progresiva, para que al final del artículo el lector disponga de un panorama general y claro en esta materia.

No obstante, antes de presentar la definición de gas húmedo, es necesario aclarar que el contenido del presente artículo está basado primordialmente en el Reporte Técnico ASME MFC-19G-2008 “Wet Gas Flowmetering Guide” [1], el cual fue publicado el 11 de julio de 2008 y que constituye un “estado del arte” basado en la síntesis de los documentos científicos y técnicos publicados, así como en la experiencia documentada de fabricantes y experiencias prácticas de los usuarios de este tipo de mediciones. La bibliografía contenida en el Apéndice P del Reporte contiene 113 referencias, las cuales se extienden desde finales de la década de 1940 con el artículo de R.W. Lockhart

y R.C. Martinelli acerca de la correlación de datos para el flujo isotérmico en tuberías de dos componentes en dos fases, hasta el año 2007.

Sin más preámbulos, el Reporte ASME define un gas húmedo valiéndose del parámetro de Lockhart-Martinelli (X_{LM}), estableciendo que un gas húmedo es cualquier flujo en dos fases gas/líquido donde:

$$X_{LM} = \frac{\sqrt{\text{Inercia del líquido fluyendo individualmente}}}{\sqrt{\text{Inercia del gas fluyendo individualmente}}} = \frac{\dot{m}_l \sqrt{\rho_g}}{\dot{m}_g \sqrt{\rho_l}} = \frac{\dot{Q}_l \sqrt{\rho_l}}{\dot{Q}_g \sqrt{\rho_g}} \leq 0,3 \quad (\text{Ec. 1})$$

Es decir que el gas húmedo es un subconjunto especial dentro del conjunto de los flujos bifásicos. De tal forma, $X_{LM} \leq 0,3$ es un flujo bifásico que se ha denominado “flujo de gas húmedo”, mientras que $X_{LM} > 0,3$ es en términos generales un flujo bifásico, no un gas húmedo.

Con respecto al término “flujo multifásico”, el Reporte ASME es categórico al afirmar que existe ambigüedad acerca de su significado, en especial porque hay tres “fases” o estados de la materia que se pueden reconocer (sin lugar a dudas) en una aplicación de flujo de fluidos, estos son: sólido, líquido y gas. De esta forma, en un sentido estricto, desde el punto de vista técnico, un “flujo multifásico” sería aquel que contiene presentes las tres fases antes mencionadas. Mientras que un flujo bifásico sería aquel que presenta dos (cualesquiera) de las tres fases.

Sin embargo, en la industria del petróleo y el gas, se ha extendido el uso del término “flujo multifásico” para referirse a flujos en dos fases (bifásicos), gas y líquido, cuando la fase líquida contiene más de un componente (P. Ej. agua, hidrocarburos líquidos, otros fluidos). A pesar de que en la industria se está usando mal el término (desde el estricto punto de vista técnico presentado anteriormente), ASME tuvo que dar su brazo a torcer por la popularidad con que se usa extensivamente el término. Es así como se aceptó el uso del término “flujo multifásico” para denotar aquellos flujos de gas y líquido en los que hay más de un componente líquido.

2 PARÁMETROS ADIMENSIONALES APLICABLES

2.1 Número de Reynolds (Re)

Para el flujo de gas en una sola fase representa la relación entre las fuerzas inerciales y viscosas.

$$Re = \frac{\text{fuerzas inerciales del gas}}{\text{fuerzas viscosas del gas}} = \frac{\rho \bar{U} D}{\mu} = \frac{4\dot{m}}{\pi \mu D} \quad (\text{Ec. 2})$$

No obstante, resulta evidente que en un flujo de gas húmedo, una porción del área de flujo está siendo ocupada por el líquido. Con una cantidad muy baja de líquido, a menudo se asume que el efecto del líquido sobre la velocidad promedio del gas, y la diferencia entre el caudal másico de gas y el caudal másico total son despreciables.

De esta manera, cuando se calcula el número de Re-

ynolds para una aplicación de gas húmedo, es necesario usar la velocidad “superficial” del gas o el caudal másico de gas. La velocidad “superficial” del gas se define como la velocidad promedio del gas en el flujo, obtenida al asumir que solamente está fluyendo en la tubería la componente gaseosa del flujo de gas húmedo. El número de Reynolds asociado a la velocidad superficial se denota como Re_{sg} .

$$Re_{sg} = \frac{\rho_g \bar{U}_{sg} D}{\mu_g} = \frac{4\dot{m}_g}{\pi \mu_g D} \quad (\text{Ec. 3})$$

Al reportar el número de Reynolds superficial para el gas, no se está considerando la influencia del líquido contenido en el flujo de gas, puesto que para el cálculo se asume que el gas fluye solo (sin presencia de fase líquida) en la tubería.

Como es de esperar, la velocidad superficial promedio del gas (\bar{U}_{sg}) siempre será inferior a la velocidad real promedio del gas, debido a que la presencia de líquido en la tubería ocasiona una disminución del área que se traduce en un incremento de la velocidad.

$$\bar{U}_{sg} = \frac{\dot{m}_g}{\rho_g A} \quad (\text{Ec. 4})$$

No obstante, vale la pena resaltar que en la medida en que se incrementa la cantidad de líquido, la suposición usada para la obtención de Re_{sg} va a perder validez.

2.2 Parámetro de Lockhart-Martinelli

Evidentemente, el parámetro de Lockhart-Martinelli posee una gran relevancia en las aplicaciones de gas húmedo. Como se pudo apreciar en la Introducción, ASME se valió de dicho parámetro para definir el significado de gas húmedo ($X_{LM} \leq 0,3$).

Este número adimensional fue ideado por dos ingenieros: R.W. Lockhart y R.C. Martinelli, quienes investigaron el flujo en dos fases en tuberías y en 1949 publicaron un artículo [2] en el que analizaban las pérdidas de presión asociadas a un flujo bifásico, expresadas en unidades de longitud de tubería. Para este propósito, Lockhart y Martinelli usaron un factor que denotaron como “X” y lo definieron como la raíz cuadrada del cociente resultante entre las pérdidas de presión asociadas al líquido y las pérdidas asociadas al gas, suponiendo que cada fluido (líquido y gas) fluye individualmente en la tubería.

$$X = \sqrt{\frac{\Delta P_{lf}}{\Delta P_{gf}}} \quad (\text{Ec. 5})$$

Como se puede apreciar, originalmente, el parámetro de Lockhart-Martinelli no se desarrolló como una utilidad para medición de gas húmedo, sino para predecir pérdidas de presión en un flujo bifásico, expresadas en unidades de longitud de tubería. En el Apéndice A del Reporte Técnico, ASME ofrece una amplia discusión acerca de la manera como se obtuvo el parámetro de Lockhart-Martinelli en la forma como se presenta en el Reporte (modificado). La discusión se centra en las formulaciones realizadas en las publicaciones posteriores a la de Lockhart y Martinelli, en las que sí se abordó específicamente el problema de la medición

de flujo bifásico como son la de J.W. Murdock [3] en 1962 y las de D. Chisholm [4, 5, 6] publicadas entre 1962 y 1967.

En conclusión, el Reporte Técnico ASME presenta una reformulación o modificación del parámetro de Lockhart-Martinelli original (Ec. 5), la cual es consistente con la simplificación realizada por Chisholm a la ecuación propuesta previamente por Murdock. Sin embargo, ASME decidió continuar llamando el parámetro como “Lockhart-Martinelli” pues en los artículos técnicos y en la industria del gas ya se había extendido (de manera errónea y muy generalizada) el uso de dicho nombre para denotar lo que en realidad representaba la ecuación de Murdock simplificada por Chisholm. ASME expresa el parámetro como X_{LM} , el cual se obtiene mediante la raíz cuadrada del cociente entre la inercia del líquido y la inercia del gas, asumiendo que ambos fluyeran de manera independiente o individual en la tubería.

$$X_{LM} = \sqrt{\frac{\text{Inercia del líquido fluyendo individualmente}}{\text{Inercia del gas fluyendo individualmente}}} = \frac{\dot{m}_l \sqrt{\rho_g}}{\dot{m}_g \sqrt{\rho_l}} = \frac{Q_l \sqrt{\rho_l}}{Q_g \sqrt{\rho_g}} \quad (\text{Ec. 6})$$

Debe tenerse en cuenta que en esta expresión, los caudales están dados a condiciones de flujo (no a condiciones estándar, base o de referencia). El caudal másico o volumétrico de gas indica el total asociado a la fase gaseosa (incluyendo los líquidos en fase vapor). La densidad del gas es la densidad total de la mezcla gas – vapor de la fase líquida, es decir que incluye el efecto de cualquier componente líquido que se encuentre presente en el gas en estado de saturación.

2.3 Número de Froude

Originalmente el número de Froude representa la relación entre las fuerzas inerciales y las fuerzas gravitacionales asociadas al flujo de un fluido.

$$Fr = \sqrt{\frac{\text{Fuerza Inercial}}{\text{Fuerza Gravitacional}}} \quad (\text{Ec. 7})$$

ASME hace uso de una modificación del número de Froude, denominada “Número de Froude Densimétrico”, el cual se asocia tanto al gas como al líquido (Fr_g y Fr_l). Para el caso del número de Froude densimétrico del gas, dicho parámetro se define como la raíz cuadrada del cociente entre la fuerza inercial del gas (asumiendo que el gas fluye solo en la tubería) y la fuerza de gravitacional asociada al líquido.

$$Fr_g = \sqrt{\frac{\text{Fuerza de Inercia Superficial del Gas}}{\text{Fuerza Gravitacional del Líquido}}} = \frac{\bar{U}_{sg}}{\sqrt{gD}} \sqrt{\frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g}} \quad (\text{Ec. 8})$$

De la misma forma, para el caso del líquido, se tiene:

$$Fr_l = \sqrt{\frac{\text{Fuerza de Inercia Superficial del Líquido}}{\text{Fuerza Gravitacional del Líquido}}} = \frac{\bar{U}_{sl}}{\sqrt{gD}} \sqrt{\frac{\rho_l}{\rho_l - \rho_g}} \quad (\text{Ec. 9})$$

Donde \bar{U}_{sl} es la velocidad superficial promedio del líquido y se define de forma análoga como se hizo anteriormente para \bar{U}_{sg} :

$$\bar{U}_{sl} = \frac{\dot{m}_l}{\rho_l A} \quad (\text{Ec. 10})$$

Ocasionalmente, el parámetro de Lockhart-Martinelli puede describirse como una relación de los números de Froude densimétricos del líquido y del gas, cancelándose de esta forma las fuerzas gravitacionales asociadas al líquido.

$$X_{LM} = \frac{Fr_l}{Fr_g} = \frac{\bar{U}_{sl}}{\bar{U}_{sg}} \sqrt{\frac{\rho_l}{\rho_g}} = \frac{\dot{m}_l}{\dot{m}_g} \sqrt{\frac{\rho_g}{\rho_l}} = \frac{\dot{Q}_l}{\dot{Q}_g} \sqrt{\frac{\rho_l}{\rho_g}} \quad (\text{Ec. 11})$$

2.4 Número de Weber

El número de Weber representa una relación entre las fuerzas inerciales y las fuerzas de tensión superficial asociadas a un líquido.

$$We = \frac{\text{Fuerzas Inerciales}}{\text{Fuerzas de Tensión Superficial}} \quad (\text{Ec. 12})$$

Este parámetro puede llegar a asociarse al efecto que poseen las propiedades del líquido sobre los medidores de flujo usados en aplicaciones de gas húmedo. Sin embargo, por el momento no se cuenta con suficientes estudios que discutan tales efectos, y tampoco se han publicado trabajos que presenten las diferencias en el desempeño de los medidores debido a cambios en propiedades individuales del líquido. No obstante, muchos investigadores sospechan que existe un impacto significativo sobre el desempeño de los medidores, relacionado con la tensión superficial.

En el Reporte ASME se define el número de Weber como la relación entre la fuerza inercial del gas (asumiendo que el gas fluye individualmente en la tubería), y la fuerza de tensión superficial del líquido.

$$We_{tp} = \frac{\dot{m}_g^2}{\sigma_l \rho_g D^3} \quad (\text{Ec. 13})$$

3 PATRONES DE FLUJO EN CORRIENTES DE GAS HÚMEDO

3.1 ¿Qué es un patrón de flujo?

El patrón de flujo, a veces llamado régimen de flujo, describe la manera como los fluidos se dispersan en una corriente. Cuando el gas y el líquido fluyen simultáneamente en una tubería, las fases pueden distribuirse en una notable variedad de patrones, los cuales difieren entre sí de acuerdo con la distribución espacial que adquiera cada una de las fases, generando características de flujo diferentes y particulares para cada patrón. El patrón de flujo en un sistema de flujo bifásico depende de muchas variables, de las cuales se considera que las de mayor importancia son: el caudal de gas y de líquido, el diámetro de la tubería, el ángulo de inclinación y las propiedades físicas de las fases (densidad del gas y del líquido, viscosidad del líquido, tensión superficial, etc.).

3.2 Tipos de patrones de flujo en aplicaciones de gas húmedo

Aunque los patrones de flujo han sido ampliamente descritos en diferentes documentos técnicos, no existe una definición reconocida oficialmente para designar los patrones de flujo más comunes, por tal motivo, un mismo patrón de flujo puede recibir diferentes nombres, dependiendo del contexto dentro el cual se esté haciendo referencia. Sin embargo, actualmente existe un acuerdo “razonable” con relación al nombre que reciben diferentes patrones de flujo, con tal suerte que la existencia de ambigüedades únicamente se presenta en las transiciones entre los diferentes patrones de flujo.

En las Tablas 1 y 2 se presenta una descripción general de diferentes patrones de flujo aplicables a los dos tipos de corrientes sobre las cuales se han desarrollado más estudios: horizontal y vertical ascendente. Los patrones de flujo considerados en las tablas se encuentran dentro de la región caracterizada por parámetros Lockhart-Martinelli menores a 0,3, siendo consistentes con la definición de gas húmedo.

En flujo vertical ascendente se presentan diferentes patrones de flujo multifásico, pero en los flujos de gas húmedo, únicamente se reconocen tres patrones: “slug flow”, “churn-flow” y flujo húmedo anular, los cuales se describen en la Tabla 2.

Para cualquier tipo de flujo (horizontal o vertical), los límites entre los patrones de flujo son muy difíciles de definir. Inclusive al observar un flujo bifásico puede resultar extremadamente difícil decidir cuál de las definiciones particulares se ajusta mejor, el flujo puede aparentar que se encuentra en un estado de transición continua entre cada una de las definiciones. Generalmente los patrones de flujo son inestables y cambian permanentemente, restableciéndose y cambiando nuevamente.

Los patrones de flujo que se desarrollan en otras configuraciones de tubería, como por ejemplo el flujo vertical hacia abajo, han sido temas poco investigados y existe muy poca información al respecto. De hecho, en muchas aplicaciones de medición de gas húmedo con flujo vertical hacia abajo se asume como si tuviera “flujo anular” debido a que las fuerzas gravitacional y dinámica del gas actúan en la misma dirección. Sin embargo, a bajas presiones y una baja velocidad del gas la fase líquida puede impulsarse más por su propio peso que por las fuerzas dinámicas.

Una situación similar se presenta en el flujo en planos inclinados, siendo muy reducido el conocimiento y con pocas publicaciones al respecto. Sin embargo, se ha podido establecer que en una aplicación con flujo bifásico horizontal, una ligera inclinación en ángulo positivo facilita la formación de “slug” y una ligera inclinación negativa promueve la estratificación. Una inclinación positiva o negativa, a partir de un estado horizontal, tan pequeña como un grado puede ocasionar efectos notables en el patrón de flujo.

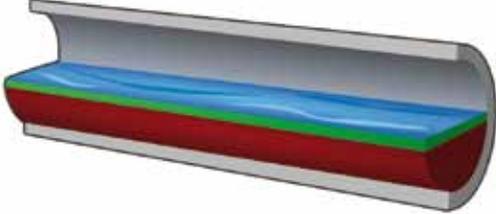
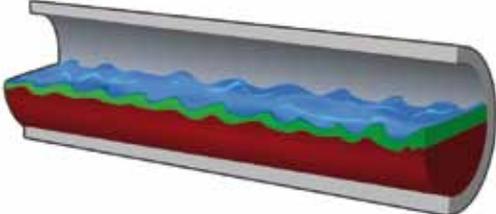
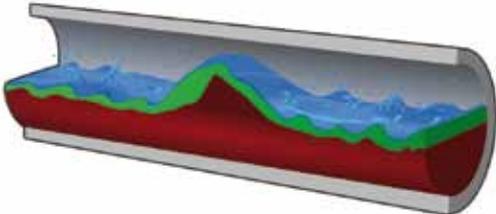
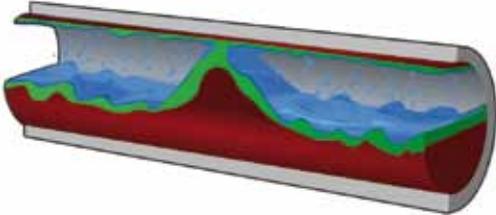
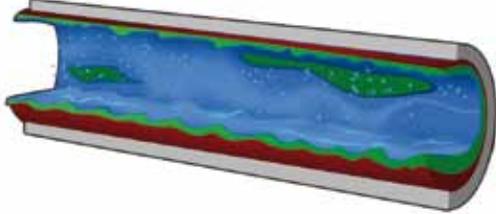
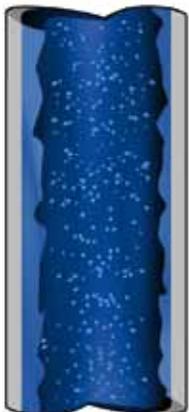
Patrón de flujo (Representación gráfica)	Características
<p data-bbox="147 222 378 254">Flujo estratificado</p> 	<p data-bbox="761 285 1479 464">Se presenta a bajos caudales de gas. El líquido (por poseer mayor densidad) fluye en la parte inferior de la tubería mientras el gas fluye en la parte superior a una velocidad mayor a la del líquido. Esta diferencia de velocidad genera arrastre de líquido por parte del gas debido a la fuerza cortante existente en la interface.</p>
<p data-bbox="147 541 342 573">Flujo ondulado</p> 	<p data-bbox="761 594 1479 800">En la medida en que el caudal de gas se incrementa, la inestabilidad generada por la fuerza cortante en la interfase gas-líquido se incrementa, dando paso a la formación de ondas. La diferencia entre el flujo ondulado y el flujo estratificado no es muy significativa, por lo cual -a menudo- el flujo ondulado se llama solamente “flujo estratificado” o “flujo separado”.</p>
<p data-bbox="147 863 362 894">Flujo “semi-slug”</p> 	<p data-bbox="761 947 1466 1087">Al aumentar la cantidad de líquido presente en la tubería se genera un nuevo patrón de flujo en el cual las ondas que se forman en el líquido pueden alcanzar un tamaño considerable en comparación con el diámetro de la tubería.</p>
<p data-bbox="147 1184 293 1215">Flujo “slug”</p> 	<p data-bbox="761 1293 1479 1381">Este patrón de flujo es una evolución del flujo “semi-slug”, en el cual las ondas que se forman pueden bloquear completamente el flujo de gas.</p>
<p data-bbox="147 1505 302 1537">Flujo anular</p> 	<p data-bbox="761 1568 1479 1747">Al incrementarse el caudal de gas una parte del líquido se distribuye alrededor de la tubería adoptando una forma de anillo, otra porción del líquido viaja en forma de gotas arrastradas por el gas. Típicamente, a mayor caudal de gas menor es el tamaño promedio de las gotas y más delgada es la película de líquido en la pared de la tubería.</p>

Tabla 1. Patrones de flujo horizontal

Patrón de flujo (Representación gráfica)	Características
Flujo "slug" 	Este patrón de flujo se genera cuando se presenta el bloqueo interno de un sistema de tuberías por acumulación de líquidos en un punto bajo, la presión del gas que se acumula aguas arriba del taponamiento eventualmente ocasiona que una parte del líquido sea empujado hacia arriba con la corriente de gas.
Flujo "churn" 	Se presenta en flujos bifásicos con parámetros Lockhart-Martinelli relativamente altos y con caudales de gas moderadamente bajos. Este patrón de flujo es inestable por naturaleza debido a que la fuerza gravitacional (constante) está siendo contrarrestada por las fuerzas dinámicas del gas que varían continuamente. A lo anterior se suma el continuo cambio en la distribución espacial de la masa de líquido y la velocidad relativa de la corriente de gas.
Flujo anular 	A medida que la velocidad del gas se incrementa para una relación líquido/gas particular, el patrón de flujo vertical ascendente se comporta de manera similar al patrón de flujo horizontal, y el anillo de líquido se adelgaza hasta formar una capa muy delgada en la pared de la tubería, de manera que casi todo el líquido viaja en forma de gotas que son arrastradas por el gas.

3.3 Efectos de los patrones de flujo en la medición

3.3.1 Patrones de flujo y desempeño metrológico

En condiciones de flujo bajo las cuales el caudal total permanece aproximadamente constante en el tiempo (aunque se cuente con un patrón de flujo inestable en el punto de medición), es posible obtener resultados de medición "razonablemente" confiables y constantes al promediar las lecturas del medidor sobre un periodo de tiempo. Es justamente a partir de esta consideración que se hace posible el desarrollo de medidores de gas húmedo.

En aplicaciones prácticas de medición de gas húmedo se requiere que el sistema sea capaz de funcionar bajo una amplia variedad de patrones de flujo. Sin embargo, en muchas aplicaciones industriales no hay un patrón de flujo claramente establecido o el régimen es tan inestable que puede cambiar rápidamente a partir de intervenciones operacionales comunes. Por esta razón, el desarrollo de medidores de gas húmedo y en general bifásicos (multifásicos) usualmente incluye la necesidad de verificar que el sistema opere bajo todos los patrones de flujo que se puedan presentar en el sistema.

3.3.2 Patrones de flujo y longitudes rectas de tubería

Por otro lado, de manera análoga al efecto que tiene la tubería aguas arriba sobre el perfil de velocidades de flujo y sobre el desempeño de un medidor para una sola fase, la configuración de la tubería próxima a un medidor de gas húmedo puede tener un efecto directo sobre el patrón de flujo, por lo tanto la selección de la posición y localización del medidor afectará significativamente el patrón de flujo local y posiblemente afectará también las indicaciones de un diseño particular de medidor.

Predecir el patrón de un flujo de gas húmedo no es una ciencia exacta. La predicción del patrón de flujo es difícil inclusive para un medidor que se encuentra instalado en condiciones ideales (largos tramos rectos aguas arriba), y desde luego es un problema serio cuando se ha instalado bajo condiciones "no ideales". Considérese que en instalaciones "no ideales" el patrón de flujo puede haber sido perturbado por un componente de tubería aguas arriba y estar en proceso de retornar a su condición natural (sin perturbaciones), a la entrada del medidor. Es decir, podría estar en un régimen de transición mientras fluye a través del medidor. Sin embargo, como aspecto positivo, la escasa información que existe sobre este tema, a partir de pruebas efectuadas en laboratorio con gas húmedo, sugiere que una perturbación en el patrón de flujo ocasionada por un componente de la tubería se disipa rápidamente a través de unos pocos diámetros de tubería aguas abajo de la perturbación.

Tabla 2. Patrones de flujo vertical ascendente

3.3.3 Patrones de flujo y daños en elementos de medición

Adicionalmente a los aspectos metrológicos, los medidores están expuestos a daños producidos por las corrientes de gas húmedo; por ejemplo, en un flujo “slug” el desplazamiento repentino del líquido puede golpear con una fuerza considerable los elementos que se encuentren a su paso, ocasionando problemas de medición o en el peor de los casos daños físicos en los elementos en contacto con la corriente.

3.4 Caracterización de los patrones de flujo

Sin lugar a dudas, los elementos presentes en una línea de tubería, principalmente los medidores, pueden verse afectados de diferentes maneras por patrones de flujo particulares. Por tal motivo, determinar el patrón de flujo permitirá tener un mayor control sobre las variables involucradas. Es preferible predecir cuál patrón de flujo se encontrará sobre el rango esperado de condiciones de flujo antes de escoger un método de medición en particular. Para este propósito se han desarrollado mapas de patrones de flujo, que permiten “estimar” el patrón de flujo que se podría encontrar.

Un mapa de patrón de flujo es una carta que intenta predecir el tipo de patrón de flujo esperado bajo diferentes condiciones de flujo. Debido a que no existe una regla para definir qué parámetro se debe usar en los ejes de estas cartas, los diferentes autores han usado una gran cantidad de parámetros, los cuales van desde lo más simple y con un claro significado físico hasta lo altamente complejo y carente de un significado físico muy elaborado. Los mapas de patrones de flujo tienden a formularse a partir de observaciones experimentales y no a partir de la teoría provista por la mecánica de los fluidos. Comúnmente, estos mapas se desarrollan usando datos relevantes para una industria en particular, según la orientación de la tubería, los tipos de fluidos, el rango de temperaturas y de presión específicos, los tamaños de las tuberías, la velocidad promedio de las fases, etc., con lo cual se limita su uso.

Considerando que no existe un mapa de patrón de flujo “universal”, es responsabilidad de quien estima el patrón de flujo juzgar las variables involucradas en determinado mapa y definir si es o no apropiado para su aplicación particular de medición de gas húmedo.

Para todos estos mapas, los límites entre los patrones de flujo no se consideran fijos. En realidad para los patrones de flujo no existe un conjunto de condiciones críticas bajo las cuales se establezca un cambio entre un patrón y otro, por el contrario tienden a cambiar gradualmente sobre un rango de variación de parámetros.

Por lo tanto, si una condición de flujo es cercana a un límite en un mapa de un patrón de flujo, esto indica que en ese punto es probable que el patrón de flujo se encuentre en una transición entre los dos patrones de flujo existentes a lado y lado de la línea límite. La

figura 1 muestra un ejemplo de un mapa de patrón de flujo muy popular en la industria del petróleo y gas. Los ejes empleados en este mapa corresponden a los números de Froude densimétrico tanto para el gas como para el líquido.

4. MEDIDORES USADOS CON FLUJO DE GAS HÚMEDO

Los medidores que pueden emplearse con flujo de gas húmedo pueden dividirse en tres categorías generales: medidores para una sola fase, medidores diseñados para gas húmedo y medidores multifásicos. Se debe tener en cuenta que cuando se discuten diferentes alternativas de medición hay tecnologías que están disponibles para la industria como productos comerciales y que actualmente se encuentran en servicio, y otras tecnologías que son publicadas como diseños conceptuales que podrían o no convertirse en productos comerciales.

A continuación se presenta un vistazo general del principio de operación y del desempeño de los medidores de gas seco usados con correlaciones de gas húmedo, medidores de gas húmedo y medidores multifásicos. Estas soluciones se aplican en la industria y se ofrecen a los usuarios a través de publicaciones en revistas, conferencias y comunicados de prensa de fabricantes.

4.1 Categoría 1. Medidores de flujo de gas para una sola fase

Las tecnologías empleadas para la medición de gas en una sola fase también pueden ser usadas en la medición de gas húmedo bajo las siguientes dos consideraciones:

- Bajo contenido de líquido en la corriente: Con bajo contenido de líquido el error en la determinación del flujo de gas es aceptable, por lo tanto la cantidad de líquido no se mide y se asume la lectura de caudal de gas realizada por el medidor como medición final.
- Elevado contenido de líquido: Una cantidad elevada de líquido en la corriente de gas ocasiona un error significativo que debe ser corregido. Para realizar las correcciones se requiere conocer de antemano el caudal de líquido o por lo menos la relación entre el caudal de líquido y de gas, esta corrección se realiza mediante una correlación específica para cada medidor a las condiciones particulares en las cuales está operando. La correlación se determina experimentalmente, evaluando la respuesta del medidor ante diferentes cantidades de líquido.

A continuación, en la Tabla 3 se presenta un resumen del comportamiento de diferentes tecnologías de medición de gas en una sola fase aplicables a la medición de gas húmedo.

No es muy común que en una aplicación de gas húmedo se cuente con información relacionada con el caudal de líquido, por esta razón la tarea de determinar el efecto (error e incertidumbre) inducido en las

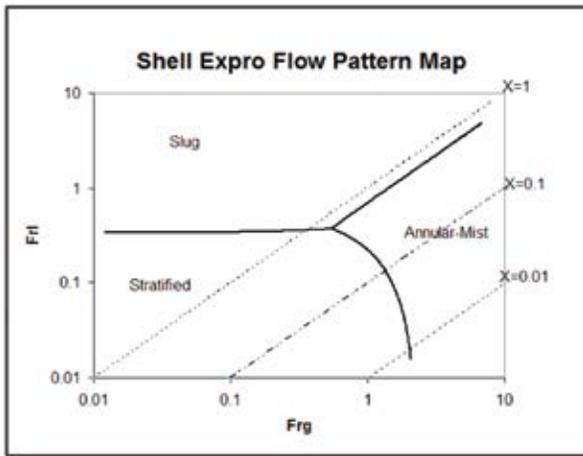


Figura 1. Mapa de patrón de flujo horizontal
(Diseñado por Shell Exploration and Production – Tomado del Reporte Técnico ASME MFC-19G-2008)

lecturas por la presencia de líquido es una tarea difícil. Como consecuencia de la falta de conocimiento (incertidumbre) respecto a la magnitud de entrada, se afecta adversamente el caudal de gas medido.

La necesidad de contar con niveles de incertidumbre bajos en la determinación del caudal de líquido, empleado como parámetro de entrada en las diferentes correlaciones, ha permitido el desarrollo de métodos a nivel industrial para la determinación de la fracción de líquido presente en una corriente de gas húmedo, entre los cuales se encuentran:

- Separadores de recibo para medición en producción de gas natural húmedo
- Calorímetros
- Inyección de trazadores
- Medidores de capacitancia

Tecnología	Aplicación en medición de gas húmedo	Desempeño:
Presión diferencial	<p>Es la tecnología de medición con mayor número de investigaciones asociadas al tema, y de dominio público, favoreciendo de esta forma que las correlaciones estén disponibles para diferentes modelos de medidores.</p> <p>Sin embargo, en la información existente se presentan discrepancias en los resultados obtenidos y algunas investigaciones independientes no han permitido confirmar la validez, repetibilidad y calidad de extrapolación, todas necesarias para aplicar muchas de las correlaciones de medidores de presión diferencial con gas húmedo, puesto que los datos publicados no cubren los diferentes alcances manejados a nivel industrial.</p>	<p>Son los que han demostrado mayor robustez y mejor repetibilidad en aplicaciones de gas húmedo.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Con valores bajos del parámetro Lockhart-Martinelli el error en el caudal de gas es relativamente pequeño, incluso aceptable en algunas aplicaciones industriales. • Con valores elevados del parámetro Lockhart-Martinelli los errores en el caudal de gas son altos, pero si está disponible la información con flujo de líquido el error puede ser corregido.
Turbinas	<p>Su aplicación en medición de gas húmedo se encuentra restringida debido a que las partes móviles (alabes de las turbinas) son relativamente frágiles y delgadas. En especial si se considera la posibilidad de que se presenten flujos tipo “slug”, dado que incluso con cantidades de líquido muy pequeñas, puede generarse un daño en la turbina.</p>	<p>La operación a largo plazo con flujo de gas húmedo degrada más rápido las partes del rotor que cuando el medidor opera con gas seco.</p> <p>Con respecto a la exactitud de las mediciones, los resultados de algunas investigaciones muestran que para muy pequeñas cantidades de líquido estos medidores pueden continuar operando con un pequeño incremento en la incertidumbre del caudal de gas.</p>
Vortex	<p>Los medidores tipo Vortex cuentan con una cantidad limitada de datos de investigación en flujo de gas húmedo.</p> <p>A partir de los datos de prueba disponibles se puede apreciar que, a diferencia de otras tecnologías de medición, los medidores Vortex tienen un error de medición menor con bajas cantidades de líquido, lo cual ha facilitado su uso en la medición de caudal de gas húmedo en aplicaciones donde el incremento en la incertidumbre del caudal de gas es aceptable.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Con cantidades bajas de líquido el medidor Vortex presenta un error positivo, razonablemente repetible y directamente relacionado con la cantidad de líquido (asociado al parámetro Lockhart-Martinelli) y la presión (relación de densidad gas-líquido). • Con cantidades más altas de líquido, en el rango de flujo de gas húmedo, el error inducido por el líquido puede ser considerable y la respuesta del medidor Vortex para estas cantidades de líquido es difícil de predecir.
Coriolis	<p>El conocimiento público disponible en relación a la respuesta de los medidores Coriolis frente a flujos de gas húmedo es limitado.</p>	<p>Los datos disponibles indican que los medidores Coriolis son muy sensibles a la presencia de líquidos en la corriente de flujo. Actualmente, la respuesta de diferentes tipos de medidores ante el gas húmedo no es completamente predecible.</p>
Ultrasónicos	<p>Para obtener repetibilidad en las mediciones con medidores ultrasónicos se requieren condiciones específicas en el patrón de flujo de gas húmedo, como flujo de gas húmedo estratificado o en forma de vapor.</p> <p>Adicionalmente a las condiciones en el patrón de flujo, se debe disponer de información relacionada con el caudal de líquido para poder realizar la corrección del error inducido por el líquido.</p>	<p>Al igual que en los medidores de presión diferencial y los medidores Vortex, los medidores ultrasónicos tienen un error positivo pequeño cuando se encuentran operando con cantidades bajas de líquido, siendo muy útiles en la determinación de caudal de gas en corrientes de gas húmedo con un incremento en la incertidumbre asociada.</p>

Tabla 3. Tecnologías de medición de gas en una sola fase aplicables a la medición de gas húmedo

Método	Descripción del método	Aplicación práctica
Múltiples medidores de una sola fase dispuestos en serie	<p>El método consiste en la utilización en serie de dos o más medidores, todos diseñados para medición de una sola fase de gas, cada uno de los cuales cuenta con un comportamiento característico frente a una corriente de gas húmedo.</p> <p>A partir de este comportamiento es posible dar solución a las dos incógnitas (caudal de gas y líquido) mediante la solución simultánea de las dos ecuaciones (o cualquier técnica matemática) obtenidas a partir de las correlaciones de gas húmedo propias de cada uno de los medidores.</p> <p>El método de medidores en serie teóricamente funciona para cualquier combinación de medidores siempre y cuando los medidores usados tengan respuestas significativamente diferentes ante un flujo de gas húmedo, aunque en la práctica esta condición no es muy fácil de obtener.</p>	<p>Algunas combinaciones de medidores a partir de las cuales se han constituido medidores de gas húmedo que han sido desarrollados y se encuentran comercialmente, son las siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Dos o más medidores de presión diferencial. Tienen como desventaja su elevada pérdida de presión y la posibilidad de cambio de fase producida a partir de la misma. • Un medidor de desplazamiento positivo y uno o más medidores de gas para una sola fase (usualmente medidores de presión diferencial) • Un medidor Vortex en conjunto con medidores de desplazamiento positivo.
Relación presión diferencial – pérdida de presión permanente	<p>Este método emplea las diferencias en el comportamiento de la recuperación de presión del flujo que se presentan cuando un medidor de presión diferencial opera con gas húmedo y con gas seco, siendo mayor la recuperación de la presión del flujo cuando se encuentra operando con gas seco. Es decir que la presencia de líquido afecta no solamente la lectura de presión diferencial (medida inmediatamente aguas arriba y aguas abajo del medidor) sino también la pérdida de presión permanente (medición inmediatamente aguas arriba y varios diámetros aguas abajo del medidor).</p> <p>La limitante en la aplicación de este método radica en que el comportamiento descrito es más sensible cuando el parámetro Lockhart-Martinelli es bajo.</p>	<p>El concepto general, desarrollado comercialmente, consiste en establecer una función basada en datos experimentales, que expresa la relación entre la pérdida de presión permanente (para los parámetros que la influyen) y otra función que considera la lectura del medidor a partir de su diferencial de presión y de la respectiva corrección del error (con base en los parámetros que caracterizan el flujo de gas húmedo).</p> <p>Con las dos correlaciones se pueden reducir los parámetros desconocidos hasta obtener la medición corregida de gas y líquido.</p>
Sistema de sensores de respuesta rápida	<p>El método se vale de las fluctuaciones naturales que ocurren en las magnitudes presión estática, presión diferencial y temperatura, cuando el flujo de gas (seco y/o húmedo) pasa a través de una obstrucción, generalmente asociada a medidores de presión diferencial.</p> <p>La frecuencia y magnitud de las fluctuaciones puede relacionarse con el patrón de flujo y con el caudal de las fases de flujos multifásicos, en general incluyendo flujo de gas húmedo.</p>	<p>El inicio del desarrollo de estos dispositivos es reciente, por lo que aún se encuentran como dispositivos experimentales. Sin embargo, ya se están usando algunos de estos sistemas.</p> <p>La determinación de un patrón de flujo y del caudal correspondiente a cada fase es un problema muy complejo y por lo tanto generalmente se emplean redes neuronales para su solución. La red neuronal se vuelve más exacta en la medida en que se adicionan nuevos datos. Estos sistemas “aprenden” con la experiencia y constituyen la aplicación de la inteligencia artificial a la medición de gas húmedo.</p>
Prototipos	<p>A esta clasificación pertenecen todos los métodos que se encuentran netamente en desarrollo, los cuales han sido discutidos en artículos técnicos pero que aún no han sido puestos en aplicaciones prácticas.</p>	<p>Entre los métodos se encuentran:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Medidores Venturi de garganta extendida • Medidores ultrasónicos para gas húmedo • Medidores de placa de orificio ranurada • Separador rotativo usado como medidor de gas húmedo

Tabla 4. Métodos para medición de gas húmedo

4.2 Categoría 2. Medidores de gas húmedo

Aunque es de gran interés para la industria determinar la respuesta de medidores de gas para una sola fase operando con gas húmedo, la realidad es que para la mayoría de los flujos reales a nivel industrial no se posee información del caudal de líquido para aplicar correlaciones a la corrección del error inducido en los medidores. Esto significa que la información generalmente se estima, incrementando el nivel de incertidumbre asociado a las mediciones de gas. Por esta razón se ha incrementado el número de investigaciones relacionadas con sistemas de medición que permiten determinar en tiempo real la cantidad de gas y de líquido de un flujo.

A nivel industrial los medidores de gas húmedo se definen como los dispositivos capaces de determinar simultáneamente el caudal de gas y el caudal de líquido, sin requerir información adicional proveniente de otros dispositivos, pero no proporcionan información relacionada con los diferentes componentes que conforman la fase líquida. Son muy útiles en aplicaciones donde es necesario medir el caudal de la fase de gas húmedo mientras que la información relacionada con la fase líquida no es crítica; si en la aplicación particular el líquido es multi-componente se asume que este está conformado por una mezcla homogénea de los componentes.

En la Tabla 4 se describen los métodos comúnmente aceptados para medición de gas húmedo:

4.3 Categoría 3. Medidores multifásicos

Los medidores que estiman el caudal de gas y de líquido y simultáneamente proporcionan la fracción de los diferentes componentes que conforman la fase líquida son conocidos como medidores multifásicos. Generalmente la aplicación principal de los medidores multifásicos se encuentra en la industria de producción de petróleo y gas.

Los medidores multifásicos que se encuentran en el mercado se dirigen fundamentalmente a atender flujos en dos fases (parámetro Lockhart-Martinelli $>0,3$) que se presentan en la industria de producción de petróleo y gas. Generalmente la región de gas húmedo (parámetro Lockhart-Martinelli $<0,3$) ha sido un rango difícil de soportar para estas tecnologías, mostrando incertidumbres asociadas a los resultados significativamente más altas con gas húmedo que con flujo multifásico. Sin embargo, en años recientes se han desarrollado medidores multifásicos que operan satisfactoriamente dentro de la región de flujo de gas húmedo. Los desarrollos se están dando continuamente y por lo tanto se han abierto múltiples discusiones acerca de la división existente entre las categorías de medidores de gas húmedo y multifásicos.

5. PROBLEMAS Y PRÁCTICAS RECOMENDADAS

Es imposible pretender enumerar todos los problemas que pueden llegar a presentarse en una aplicación de gas húmedo, en especial por las propiedades del fluido. Posiblemente, el principal problema va a radicar en decidir si la aplicación es de gas húmedo o es multifásica, en las anteriores secciones se presentaron los fundamentos teóricos y tecnológicos básicos sobre la medición de gas húmedo. Complementando lo expuesto, a continuación se presentan los aspectos prácticos más relevantes a considerar al momento de proyectar una facilidad para medir gas húmedo.

- **Hidratos:** La formación de hidratos al interior de los sistemas de medición genera múltiples problemas desde el punto de vista de la operación, la integridad, la seguridad y desde luego la medición del gas. Los hidratos ocasionan bloqueos, taponomiento de líneas manométricas, cambios en la geometría del perfil de velocidades del flujo, variaciones en las propiedades de los fluidos, entre otros. En este sentido se requiere contar con un conocimiento muy preciso de las propiedades de los fluidos y de las características de los procesos para llevar a cabo análisis técnicos especializados, los cuales pueden incluir simulaciones, para finalmente implementar estrategias que eviten la formación de hidratos, como por ejemplo la inyección de inhibidores.
- **Contaminación, incrustaciones y sales:** Con gran frecuencia, los gases húmedos que se tienen en las aplicaciones industriales no son limpios, generalmente poseen contaminantes que afectan los sistemas de medición, ocasionando erosión y deposición de contaminantes en las superficies internas del sistema de medición. Similar al caso de los hidratos, una solución para este tipo de problemas consiste en la inyección de inhibidores especiales para evitar la formación de depósitos e incrustaciones en las superficies internas de los sistemas de flujo.
- **Acondicionadores de flujo:** Esta práctica es muy común y exitosa en la medición de gas en una fase, particularmente cuando para la instalación del sistema de medición se cuenta con limitaciones de espacio. Sin embargo, en gas húmedo no se presenta la misma ventaja al usar este tipo de elementos, pudiendo presentarse errores de medición mayores que si no se instalaran, debido a los fenómenos de flujo que se presentan como consecuencia de la acumulación de líquidos en las cercanías del acondicionador. También se

Método	Descripción del método	Aplicación práctica
Medidores multifásicos de alto factor de volumen de gas	Considerando el alto costo involucrado en el desarrollo de estos métodos, en especial por su componente experimental, los fabricantes mantienen de manera confidencial los resultados con el fin de aprovechar comercialmente su desarrollo. Actualmente los datos o análisis independientes (de dominio público), sobre estos sistemas son escasos.	Los modelos de este tipo de elementos emplean un medidor de presión diferencial como núcleo del sistema, incorporando luego dispositivos para fraccionar las fases al interior del cuerpo del medidor. La información combinada del medidor de presión diferencial y del dispositivo fraccionador de fases constituye la entrada para el procedimiento de cálculo que usualmente es mantenido de forma confidencial por el fabricante.
Análisis nodal, modelamiento integrado y medidores virtuales	Consiste en la utilización de metodologías para la determinación del caudal de gas y líquido sin emplear para ello dispositivos físicos para medición de flujo. Estos métodos de medición (si se les puede llamar así), predicen el caudal a partir de la medición de otras condiciones en la línea de flujo donde no es físicamente posible o económicamente viable instalar un sistema de medición apropiado. Estos métodos usualmente son aplicables en la industria del petróleo y el gas a redes de tuberías con flujos multifásicos y de gas húmedo preferiblemente en condición estable.	La aplicación y el desarrollo de estas metodologías ha sido posible gracias al incremento en la potencia de cálculo disponible en los computadores y al mejoramiento en las técnicas de modelado incorporadas en el software empleado, sumado a los problemas y los costos de instalación de medidores reales en aplicaciones de aguas profundas. La principal desventaja de los medidores virtuales es la necesidad de ajuste ante cambios, relativamente mayores, en la condición de flujo. Estos ajustes pueden variar entre periodos cortos que pueden ir de unos meses a periodos prolongados de varios años. A pesar de ello su uso ha sido bien aceptado por parte de la industria, tan así que actualmente la cantidad de estos sistemas en aplicaciones de producción de hidrocarburos es incluso comparable con el número de medidores multifásicos instalados.

Tabla 5. Medidores multifásicos para medición de gas húmedo

pueden presentar bloqueos parciales (por ejemplo debido a la formación de hidratos, depósitos e incrustaciones) favorecidos por la diferencial de presiones que generan los acondicionadores; estos bloqueos inevitablemente ocasionarán asimetría en el perfil de velocidades del flujo, con tal suerte que no constituyen una solución sino un problema en estos casos. Como afirmó Stobie [7]: “No se propende por el uso de acondicionadores de flujo en aplicaciones de gas húmedo... a menos que exista absoluta seguridad de que no se formarán hidratos o que se implementen inhibidores”.

- **Localización del medidor, inundación e impactos por slug:** Como una regla general los medidores de gas húmedo deben instalarse en puntos altos de la tubería. Con esta acción se mitiga el impacto que genera la acumulación de líquidos al interior del medidor sobre su exactitud. Sin embargo, esto no es lo único a considerar. Debido a que en las zonas bajas de tubería se favorece la acumulación de líquidos, a tal manera que puede llegar a inundarse completamente la sección de la tubería y el gas se puede aprisionar hasta generarse un bache súbito de líquido a alta velocidad que se transporta por la tubería hasta llegar a impactar el equipo de medición afectando su integridad mecánica y estructural; este fenómeno se conoce como “impacto por slug” (slug strike). Para evitar estos problemas es común el uso de slug catchers. Dado que es probable que con cierta frecuencia se presenten inundaciones de los sistemas de medición, los diseñadores deberían contemplar facilidades para permitir el reinicio de operaciones de manera práctica e inclusive inasistida en aquellos casos críticos.
- **Ineficiencia del separador:** En la industria es muy común que los separadores bifásicos y multifásicos no se dimensionen correctamente o que sean mantenidos y operados inapropiadamente, comprometiendo drásticamente su desempeño y generando afectación sobre los sistemas de medición. Entre los problemas que se encuentran frecuentemente están el bajo rendimiento ocasionado por la variación en el tiempo de las condiciones de operación con respecto a las de diseño, pérdida de eficiencia en la separación gas-líquido por altos caudales e inadecuado control de nivel en la sección de separación de líquidos de separadores multifásicos, entre otros.
- **Problemas en medidores de gas tipo placa de orificio instalados a la salida de separadores:** Esta tecnología es la más popular para la aplicación citada. Entre los problemas que se presentan están: deterioro de la geometría de la placa (borde, diámetro, planitud, rugosidad, etc.), inadecuada selección del diámetro del orificio (relación de diámetros β), distancias rectas insuficientes en relación a las características de las tuberías aguas arriba del medidor, mala selección de transmisores de presión diferencial, inapropiada calibración de elementos secundarios, instalación de placas de orificio en sentido inverso, asignación inapro-

piada de una composición de gas representativa para cálculo de propiedades y de caudales.

- **Problemas en medidores de líquido tipo turbina instalados a la salida de separadores:** Es muy común la instalación de este tipo de medidores a la salida de los separadores. No obstante, existen múltiples problemas asociados a su operación. Especialmente relacionados con el deterioro mecánico de partes móviles como por ejemplo los álabes y los rodamientos, así como de la superficie interna del cuerpo del medidor. También es muy común encontrar problemas en la calibración de elementos secundarios (transmisores de presión y temperatura). Así mismo, la instrumentación para determinar el corte de agua introduce incertidumbres adicionales, sin mencionar aquellos casos en los que no se cuenta con análisis en línea y por lo tanto se realizan muestreos puntuales para determinar la densidad y la viscosidad del líquido. Otro problema común es la presencia de gas en el líquido (P. Ej. en forma de burbujas), de emulsiones, espumas y otros conglomerados que pueden presentarse en las fases, contaminándolas y modificando sus viscosidades por fuera del alcance calibrado para el medidor.
- **Aspectos a considerar en medición de gas húmedo con medidores de presión diferencial:** Debe recordarse que la salida de los medidores de caudal por presión diferencial se relaciona con la raíz cuadrada de la presión diferencial. En este sentido, uno de los errores más frecuentes consiste en seleccionar el alcance del transmisor de presión diferencial asumiendo que el flujo es de gas seco (en una fase). El flujo de gas húmedo implica un aumento en la presión diferencial si se compara con respecto a un flujo de gas seco, es decir que la indicación del transmisor de presión diferencial mostrará una sobrelectura (overreading) como consecuencia de un mayor caudal másico. Al tratarse de una relación cuadrática, la presión diferencial asociada al flujo de gas húmedo puede ser mucho mayor que la calculada para una aplicación de gas seco, de manera que un transmisor mal seleccionado puede fallar en operación al superarse su alcance máximo.
- **Diferencias entre la teoría, el laboratorio y la práctica:** Está claro que en la teoría se hacen muchas suposiciones que “idealizan” los fenómenos y los simplifican, por su parte en el laboratorio las pruebas se realizan bajo condiciones altamente controladas, aislando muchas de las variables que pueden incidir sobre el resultado. Sin embargo, en la vida real se pueden encontrar todos los factores opuestos a lo establecido en la teoría y a lo experimentado en laboratorios. En especial, la componente termodinámica de los flujos de gas húmedo es muy crítica en la práctica, así como particular como para cada sistema. Los cambios de fase afectan sensiblemente el desempeño de los equipos de medición. El usuario de sistemas de medición de gas húmedo debe conocer muy bien los procesos que se desarrollan como parte

de la operación para de esta forma anticiparse a los problemas.

- **Facilidades para inspección:** En los sistemas de medición de gas húmedo es aún más importante contar con facilidades para inspección que en los sistemas de transferencia de custodia, en especial si se tienen en cuenta las adversidades que atraviesan este tipo de facilidades. Los sistemas deben instalarse con sus respectivas válvulas de aislamiento y bypass, de manera que el sistema pueda retirarse para inspección, mantenimiento y/o pruebas.

6. INCERTIDUMBRE EN MEDICIÓN DE GAS HÚMEDO

Estimar la incertidumbre de un sistema de medición de gas húmedo es más difícil que para un sistema que opera con una sola fase. Básicamente, la medición de gas húmedo requiere la medición de dos caudales con un significativo grado de correlación entre las propiedades de los fluidos que componen las dos fases. Inclusive en procesos de medición relativamente sencillos, estimar el efecto de la correlación presente en la incertidumbre es un problema considerable.

Es claro que en la GUM [8] y la ISO 5168 [9] se trata el tema de la estimación de la incertidumbre en general y de la estimación de la incertidumbre en medición de flujo, respectivamente. Sin embargo, actualmente no hay un método generalmente aceptado para estimar la incertidumbre en las mediciones de gas húmedo. El Apéndice N del Reporte Técnico ASME ofrece los principios de un método, a través de la presentación de varios escenarios de incertidumbre.

La incertidumbre de sistemas de medición de gas húmedo está limitada por dos condiciones extremas. La primera de ellas corresponde a los sistemas de medición que operan sin calibración. Desde el punto de vista de la incertidumbre, en este caso no resulta posible efectuar un análisis de incertidumbre dado que no se cuenta con información sobre la cual fundamentarlo. La segunda es el caso de los sistemas que han sido calibrados en todo su alcance de operación y de condiciones de gas húmedo sobre el cual será utilizado. Este caso no es común en la práctica debido a la carencia de facilidades de calibración que puedan reproducir el rango total de condiciones que se presentan en la aplicación real, en campo.

El Apéndice N del Reporte ASME trata los dos casos citados anteriormente, y agrega casos adicionales, tales como el uso de parámetros de correlación aplicables entre las condiciones de calibración y las condiciones de trabajo, el uso de información proveniente de laboratorios diferentes, las calibraciones de múltiples medidores, correlaciones alternativas como por ejemplo la del efecto hipotético de la presión del flujo, y finalmente aborda el problema de la incertidumbre en el cálculo de las propiedades de los fluidos.

Sobre este último aspecto, en muchas ocasiones se

desconoce la incertidumbre asociada al cálculo de propiedades termodinámicas incluyendo el comportamiento de fases, como por ejemplo la densidad y la velocidad del sonido. Igualmente en el caso de propiedades de transporte como por ejemplo la viscosidad, la conductividad térmica y la tensión superficial.

Desde luego, es común que la incertidumbre asociada al cálculo de estas propiedades sea elevada. Por ejemplo, la predicción de cambios de fase en mezclas de hidrocarburos variará dependiendo de la ecuación de estado y de los parámetros de interacción. Por lo tanto, la incertidumbre de las propiedades del fluido depende de la incertidumbre de los datos PVT en los cuales se fundamentan y, a menudo, se desconoce su incertidumbre.

En el caso de la medición de gas húmedo a la salida de un separador, usando placa de orificio en el mejor de los casos se podría llegar a obtener incertidumbres del 2 al 3%. Sin embargo, lo más común es que un sistema muy bien seleccionado, mantenido y operado exhiba incertidumbres del orden de 3 a 6%.

7. CONCLUSIONES

- El Reporte ASME define un gas húmedo valiéndose del parámetro de Lockhart-Martinelli (X_{LM}), estableciendo que un gas húmedo es cualquier flujo en dos fases gas/líquido donde el valor de dicho parámetro es menor o igual a 0,3. Flujos con valores del parámetro de Lockhart-Martinelli superiores a 0,3 se consideran multifásicos.
- Proyectar una facilidad para medición de gas húmedo es un gran reto para el metrólogo. El Reporte ASME compila información relevante para usar en el diseño, mantenimiento y operación de sistemas de medición de gas húmedo. Al enfrentarse a un proyecto nuevo, lo más importante es determinar si se requiere una facilidad para gas húmedo o una facilidad para flujo multifásico. La teoría que brinda el Reporte, así como las experiencias que documenta sirven de guía para la toma de decisiones acertadas en esta materia.

Referencias

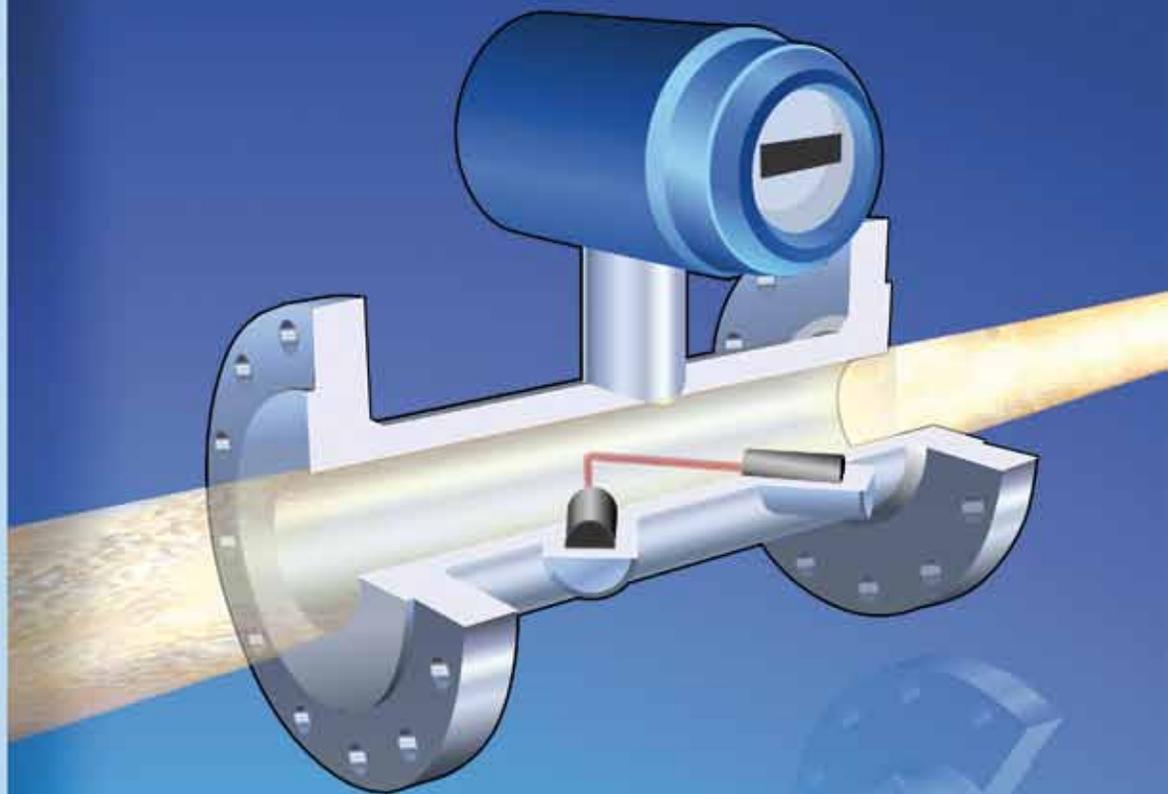
- [1] Technical Report ASME MFC-19G-2008, "Wet Gas Flowmetering Guideline", The American Society of Mechanical Engineers, July 11, 2008.
- [2] Lockhart R. W. and Martinelli R. C., "Proposed Correlation of Data for Isothermal Two Phase, Two Component Flow in Pipes", Chem. Eng. Prog., Jan. 1949, Vol. 45, No. 1, pp. 39-48.
- [3] Murdock J. W., "Two-Phase Flow Measurements with Orifices", Journal of Basic Engineering, Vol. 84, pp 419-433, December 1962.
- [4] Chisholm D. and Leishman J. M., "Metering of Wet Steam", Journal of Chemical & Process Engineering, pp103-106, July 1969.
- [5] Chisholm D., "Flow of Incompressible Two-Phase Mixtures through Sharp-Edged Orifices", Journal of Mechanical Engineering Science, Vol. 9, No.1, 1967.
- [6] Chisholm D., "Research Note: Two-Phase Flow Through Sharp-Edged Orifices", Journal of Mechanical Engineering Science, Vol. 19, No. 3, 1977.
- [7] Stobie G., "Metering in the Real World Part II", Practical Developments in Gas Flow Metering Workshop 2000.
- [8] JCGM 100:2008 "GUM 1995 with minor corrections – Evaluation of measurement data – Guide to the expression of uncertainty in measurement", First edition, September 2008.
- [9] ISO 5168:2005 "Measurement of fluid flow - Procedures for the evaluation of uncertainties"

Avances Tecnológicos en Medición Ultrasonónica de Gas para Operar a Bajas Presiones

Erik S. Tapias Chávez (etapias@cdtdegas.com)

César Almeida (calmeida@cdtdegas.com)

Corporación Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas



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

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

ABSTRACT

La Ciencia y la tecnología siguen mejorando el desempeño y la versatilidad de los medidores ultrasónicos -USM, especialmente en el campo de la medición de gas, a bajas presiones (incluso a presiones atmosféricas), aspecto que con los primeros USM desarrollados (medidores de primera generación) no era posible realizar, porque estos requieren de una presión de operación mínima para su adecuado funcionamiento. El CDT de GAS aprovechando la experiencia acumulada, desea compartir a través de este documento, un análisis de algunas de las más importantes mejoras implementadas en los USM de “nueva generación”¹, así como el panorama actual sobre las facilidades tecnológicas disponibles en América para el aseguramiento metrológico de dichos medidores ultrasónicos y algunos de los resultados obtenidos entre medidores de semejantes características, cuando son calibrados a alta y baja presión, de manera que los resultados y conclusiones sean aprovechadas por nuestra industria nacional para la optimización de sus procesos.

¹Se hará referencia en este documento a los USM con capacidad de medición de gas a bajas presiones como medidores de “nueva generación”.

INTRODUCCIÓN

Los medidores ultrasónicos también conocidos como USM por sus siglas en inglés (Ultrasonic Meter) han generado un gran impacto en el sector del gas natural, específicamente en aplicaciones de transferencia de custodia, en donde han adquirido una gran importancia gracias a su desempeño metrológico, a la relación máximo/mínimo (turndown) y a su capacidad de auto-diagnóstico [1][2][3]. Sin embargo, uno de los inconvenientes de la primera generación de medidores fue la necesidad de ser sometidos a una presión mínima de línea (>6,89 Bar / (>100 psi) para lograr su adecuado funcionamiento, lo que restringió su campo de acción, limitó su utilización industrial y fijó un panorama muy alto –en materia de inversión– para el acondicionamiento de laboratorios de calibración que facilitarían su obligatorio aseguramiento metrológico [4]. Gracias al avance de la ciencia y la tecnología, la nueva generación de medidores ultrasónicos toma importancia en el mercado, en razón a su capacidad de medir gases (gas natural, aire, nitrógeno, entre otros) a condiciones de baja presión, realizar correcciones en el cálculo del caudal al detectar asimetrías en el perfil de velocidad y la posibilidad de ser calibrados en bancos de calibración que operan a presión atmosférica, entre otras, ampliando de esta forma su campo de acción y brindando al sector industrial, una nueva alternativa para dar solución a sus problemas de medición. [1][2][4]

Para sensibilizar a los lectores que se interesan por este tema tan apasionante, es preciso presentar de una manera global, el principio de operación y en general los componentes que los conforman. Las ondas acústicas se propagan con una velocidad específica a través de un medio. Si una onda acústica se origina en un medio en movimiento, su velocidad de propagación es el vector suma de la velocidad de la onda original y la velocidad promedio del medio. Este efecto se usa para medir la velocidad del fluido en un medidor ultrasónico. Su principio de medición se basa en calcular la velocidad del fluido, a partir del tiempo que demora un pulso acústico en viajar desde el transductor A hasta el transductor B, con respecto al tiempo que demora en viajar desde el transductor B hasta el transductor A. En la Figura 1 se muestra la ubicación de los transductores-receptores posicionados diametralmente opuestos sobre una trayectoria que posee un ángulo ϕ con respecto al eje de la tubería, separados por una distancia L [1][2].

Cuando el flujo a través del medidor es cero, el tiempo de tránsito de la onda desde A hasta B (t_{AB}) es igual al tiempo de tránsito desde B hasta A (t_{BA}). Ahora bien, asumiendo que el fluido se desplaza de izquierda a derecha con una velocidad V_m , el tiempo de tránsito del pulso acústico desde A hasta B disminuirá, mientras que de B hasta A aumentará; en otras palabras, la velocidad del pulso desde A hasta B, es mayor debido a que se acelera por viajar en el mismo sentido del flujo, en tanto que la velocidad del pulso desde B hasta A es menor debido a que sufre una desaceleración por

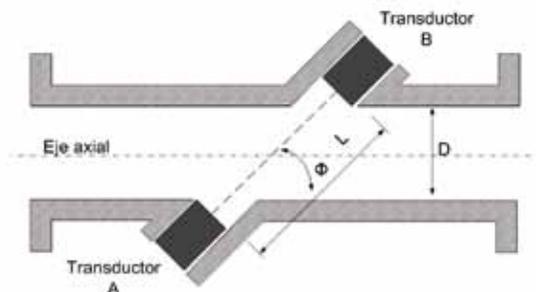


Figura 1. Principio de operación de un medidor ultrasónico tipo tiempo de tránsito (Fuente: Los autores)

efecto de ir en sentido contrario al movimiento del fluido. El caudal a través del medidor se calcula a partir de:

$$Q = A \cdot V_m = \left[\frac{\pi \cdot D^2}{4} \right] \cdot \left[\left(\frac{L}{2 \cos \phi} \right) \cdot \left(\frac{1}{t_{AB}} - \frac{1}{t_{BA}} \right) \right]$$

En los medidores de multi-trayectorias, la velocidad del fluido se mide en diversos planos y se obtiene un promedio. Con respecto a los componentes de un USM del tipo tiempo de tránsito (los mayormente utilizados para gas natural) se destacan tres partes principales:

El cuerpo, es decir la parte estructural del medidor fabricado de un material compatible con el fluido a cuantificar, provisto por lo menos con una toma para la medición de la presión estática y puertos para la instalación de los transductores y la electrónica asociada. Se caracteriza por conservar a lo largo del medidor, una circularidad tal que, se garantice que un valor de diámetro interno medido no varíe más de 0,5% del diámetro interno promedio en la sección medida (requisito establecido por el Reporte AGA 9 2007 [5]).

Los transductores son el corazón de los medidores ultrasónicos y su propósito es convertir las señales eléctricas en señales acústicas y viceversa. Están compuestos principalmente por conectores eléctricos, carcasa y elemento piezoeléctrico. Los pulsos se producen cuando el elemento piezoeléctrico es excitado a partir de una señal de voltaje variable en el tiempo, generando la emisión de un pulso acústico bien definido. De igual forma, el piezoeléctrico proporciona una señal de voltaje variable cuando las ondas acústicas ejercen presión sobre su superficie.

La Unidad de Procesamiento de Señal o SPU (Signal Processing Unit), es considerada como el cerebro del medidor, en ella se encuentra alojada toda la electrónica encargada del control de los transductores almacenamiento de datos, procesamiento de señales, algoritmos de cálculo, programas de autoevaluación y diagnóstico, puertos de comunicación, alimentación eléctrica, programas de comunicación y en fin, todo lo concerniente al control, comunicación y proceso de medición. De igual manera, en su interior se encuentran almacenados en memorias no volátiles los parámetros de configuración, contadores de volumen, huellas del medidor, alarmas y factores de corrección, entre otros.

1. AVANCES EN LA TECNOLOGÍA DE MEDIDORES ULTRASONICOS DE GASES TIEMPO DE TRÁNSITO

Problemas reportados por los usuarios y muy especialmente los avances basados en la ciencia y la tecnología, se han constituido en el principal motor del mejoramiento de esta tecnología. Una visión rápida de las limitantes detectadas en la primera generación se muestra a continuación:

1.1 LIMITANTES DE LA PRIMERA GENERACIÓN DE USM

- **Trasmisión de la energía acústica:** Uno de los problemas de esta tecnología radica en la dificultad de transmitir energía acústica en el gas, debido a la notable diferencia de impedancia acústica entre la materia sólida (transductor) y el medio de trasmisión (gas). Este factor ocasiona que de la cantidad de energía acústica potencial que podría emitir el transductor, sólo una pequeña porción sea transmitida a través del medio gaseoso [3]. Esta diferencia de impedancia decrece al incrementar la presión del gas (debido al aumento en su densidad) y como consecuencia una mayor cantidad de energía acústica es transmitida [3]. Lo anterior permite deducir, que la medición a presión atmosférica corresponde al peor escenario y por ello en sus inicios, la medición ultrasónica de gases, se realizaba solo a alta presión.
- **Ruido ultrasónico:** El ruido al interior de la tubería, generado por: válvulas reguladoras de presión, accesorios (ej. termopozos) e incluso el mismo flujo, puede interferir e imposibilitar la detección de pulsos siempre y cuando: **a.** la frecuencia del ruido coincida con la frecuencia de los pulsos generados y **b.** la amplitud del ruido sea considerable con respecto a la amplitud de la señal. Debido a que generalmente, las frecuencias de los ruidos típicos en sistemas de medición no superan los 100 kHz [6], generalmente los transductores de los USM se hacen operar a frecuencias nominales entre los 100 y 300kHz, con el fin de aumentar la resistencia de la señal al ruido. Es prudente advertir que la atenuación en los gases aumenta conforme la frecuencia aumenta, por lo que se debe seleccionar una frecuencia de operación adecuada dentro del intervalo de 100 a 300kHz, es decir, la frecuencia de operación seleccionada debe disminuir la influencia del ruido y además, de forma paralela, garantizar que la atenuación que sufre la señal en el medio de transmisión no sea crítica. Este aspecto constituye un problema, principalmente cuando los medidores cuantifican gas natural a presión atmosférica, o en caso de medición de CO₂, H₂S o Cl₂ [1].
- **Aplicación limitada:** La primera generación de medidores ultrasónicos se caracterizó principalmente por requerir una presión mínima de operación (>6,89 Bar / >100 psi) para su óptimo funcionamiento. Este requisito limitó su campo de

aplicación teniendo en cuenta que en la mayoría de casos, la presión de línea es inferior a la exigida, por ejemplo en la red de distribución de gas natural, o en aplicaciones comerciales para la alimentación de gas combustible en hornos y calderas, en las cuales no es posible utilizar esta tecnología.

- **Altos costos de calibración:** Igualmente el aseguramiento metrológico de estos medidores, se encuentra inclusive hoy limitado, considerando que para su calibración se requiere contar con bancos de calibración que operen a media o alta presión, sin importar el medio de calibración. Estudios realizados [7] concluyeron que se puede encontrar una diferencia de aproximadamente 0,5% en el desempeño metrológico del medidor cuando opera a 400 y 1000 psia y por lo tanto, lo recomendable, para esta tecnología de primera generación, es realizar calibraciones a presiones cercanas a las de operación. Para el caso de diferentes gases (Gas Natural Vs. Nitrógeno) operando a las mismas condiciones, se identificó que las diferencias no eran mayores a 0,2% y que por lo tanto un banco de calibración con aire, a alta presión, es completamente factible, teniendo especial cuidado con la estabilidad en las condiciones de operación.
- **Limitados laboratorios de calibración:** En particular se resalta que la disponibilidad de laboratorios acondicionados en América son insuficientes y que no existen facilidades en cada uno de los países donde estos medidores son acondicionados. Más adelante, en la tabla 1 se aprecian algunas de las facilidades existentes en América, sus alcances e incertidumbres asociadas, lo cual demuestra que la carencia de facilidades para la calibración de medidores de alto caudal a condiciones cercanas a las de operación, dificulta seriamente la implementación de programas de aseguramiento metrológico colocando en duda la calidad de las mediciones a través del tiempo, sumado a los altos costos asociados (costos de calibración, de transporte, aranceles, etc.) durante los procesos de calibración.

Con la finalidad de dar solución a estos y otras limitantes no mencionadas en este documento, se desarrollaron trabajos encaminados a mejorar la adecuación de la medición a presión atmosférica. A continuación se presentan y analizan dichas mejoras.

1.2 LA INNOVACIÓN PRESENTE AL LOGRAR MEJORAS EN LA MEDICIÓN ULTRASONICA DE GASES

Con el paso del tiempo los limitantes de la medición ultrasónica de gases se han ido superando gracias a avances planteados en la eficiencia de transmisión de las ondas acústicas, algoritmos de cálculo más complejos, configuración de múltiples trayectorias, mayor capacidad y velocidad en el procesamiento de datos entre otros. La mayoría de estos avances tienen en

común la estrecha relación que guardan con la relación Señal/Ruido (SNR), siendo este parámetro el que permite determinar si el nivel de ruido en un sistema, se encuentra dentro del umbral permitido para el adecuado funcionamiento del medidor; en otras palabras, indica la calidad de la señal. Cuando los valores de SNR están por debajo del límite permitido, quiere decir que el nivel de ruido es muy alto y la onda acústica generada por los transductores es distorsionada, generando problemas en la medición.

- Mejoras en los transductores:** Los transductores de la primera generación de medidores se caracterizaban por tener una capa de acople fabricada de resinas epoxi, recubiertas de una delgada lámina de metal para su protección, lo que reducía la eficiencia de conversión de energía eléctrica a energía acústica, limitando la amplitud de la señal de salida y la sensibilidad de recepción [3]. A diferencia, la “nueva generación” utiliza nuevos transductores fabricados de metal que no poseen capas de acople. En su lugar, el acople de impedancia se realiza con un diseño especial de transformadores acústicos de metal [3], incrementando la amplitud de resonancia, lo que permite mejorar la eficiencia de conversión de energía eléctrica a acústica, proporcionando un ancho de banda suficiente para la emisión de pulsos cortos con una gran amplitud y obteniendo un sellado hermético en materiales como el titanio, acero inoxidable o Hastelloy. En la Figura 2 se muestra un esquema de ambos transductores. Por otra parte un aspecto que mejoró con el nuevo diseño de los transductores fue el direccionando de las ondas de sonido [3], aspecto que se puede apreciar en la Figura 3, en donde se compara el patrón de radiación de sonido de los 2 tipos de transductores; es importante observar que ahora la radiación de sonido está más enfocada, permitiendo que una mayor cantidad de energía llegue al objetivo (transductor receptor).

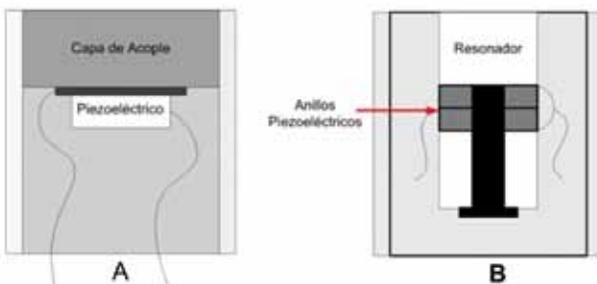


Figura 2. Diagrama esquemático de un transductor: a) Primeros transductores b) Transductores mejorados[2]. (Fuente: (3))

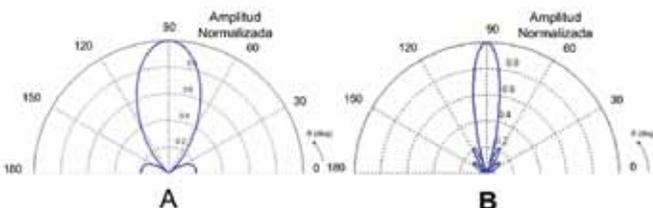


Figura 3. Comparación de la amplitud de la radiación de sonido a) Primeros transductores b) Transductores mejorados. (Fuente: Los autores)

- Mejoras en la electrónica:** Una de las mejoras implementadas en la SPU fue lograr disminuir las exigencias en la calidad de la señal recibida, disminuyendo el mínimo SNR requerido, es decir, es posible extraer de la señal recibida, la señal emitida por el transductor a pesar de los altos niveles de ruido [3]. Esto se logró gracias al aumento en la capacidad de procesamiento, que permitió el uso paralelo de métodos basados en la correlación de señales, detección de cruces por ceros, comparación de la señal recibida con modelos preestablecidos y extracción de la señal envolvente; en estos métodos la señal es evaluada respecto a: posición en una ventana de tiempo, amplitud, SNR y grado de congruencia con la señal modelada [3]. Otro de los avances obtenidos en la nueva generación de medidores fue lograr implementar modelos matemáticos que permiten minimizar los errores en el cálculo del caudal, generados por las asimetrías del perfil de velocidad [2].

2. ANÁLISIS DE LAS VENTAJAS OPERATIVAS PRESENTES EN LA NUEVA GENERACIÓN DE USM

Aunque se ha resaltado como la ventaja más significativa de esta nueva generación de medidores ultrasónicos, la capacidad de medir gas a condiciones de baja presión, incluso, a presión atmosférica, existen otras bondades de carácter operativo y metrológico que es importante describir:

- Condiciones de instalación menos exigente:** La calibración de un medidor en laboratorio se realiza bajo condiciones óptimas de instalación y limpieza, sin embargo, las condiciones de instalación y operación pueden ser muy diferentes. La pregunta surge entonces, ¿Qué pasa con la exactitud del medidor cuando es instalado en campo? Estudios realizados por E-ON Ruhrgas y CEESI [9][10] de acuerdo con los lineamientos dados por la ISO 17089 y OIML R-137, para un modelo en particular de USM de última tecnología, demostraron que el medidor tiene la capacidad de realizar mediciones confiables (dentro de una incertidumbre de $\pm 0,2\%$) con solo 5 diámetros de tubería recta aguas arriba del medidor. Esto fue posible gracias a un diseño innovador que combina la ubicación de 12 trayectorias (10 de ellas en planos paralelos) con sus respectivos factores de “ponderación” y algoritmos de cálculo, de tal forma, que se optimiza la capacidad de detectar una gran variedad de posibles distorsiones del perfil de velocidad permitiendo obtener bajas incertidumbres en la medición. En otras palabras, los avances de este modelo de medidor ultrasónico, permiten tener configuraciones de instalación más cortas sin sacrificar significativamente la incertidumbre en la medición, permitiendo ubicar el medidor en lugares con menor espacio disponible, disminuyendo costos de adecuación de instalación. Es importante recalcar que si se busca la menor incertidumbre en la medición, lo mejor es realizar la calibración del patín de medición, es decir, el conjunto de tubos de medición, medidor, acondicionadores de flujo y termopozo.

- **Herramienta de diagnóstico superior:** La optimización de la tecnología de medición incluyó el mejoramiento de las herramientas de diagnóstico, correcciones en el cálculo de volumen debido a asimetrías en el perfil de velocidad y en algunos casos, detección de contaminación por acumulación o flujo líquidos en el fondo del medidor [4]. Esto permite al operador estar continuamente informado sobre el desempeño del medidor y tener mayor confiabilidad en sus mediciones, y por ende, en su facturación.
- **Calibración en laboratorios que operan con aire a presión atmosférica:** La capacidad de operación de los medidores a baja presión, permite de igual forma que estos puedan ser calibrados en laboratorios con aire a presión atmosférica. Pruebas realizadas en diferentes laboratorios han demostrado inicialmente que la incertidumbre adicional entre calibraciones, a alta presión y presión atmosférica, está alrededor del 0,35% como se muestra en la Figura 5. Esto es una gran ventaja si se considera la disponibilidad de las facilidades para la calibración de medidores a baja presión, permitiendo obtener un mayor número de laboratorios de calibración (ver figura 6). Adicionalmente, los costos asociados a calibraciones a presión atmosférica, son menores comparados contra los de calibraciones a alta presión. Sin embargo, es importante aclarar que estos estudios fueron realizados en medidores de 100 mm ($\approx 4''$) de una marca en particular y que por lo tanto, no corresponden a una regla absoluta para todas las marcas, tamaños y modelos. Se necesitan más pruebas, comparaciones, experimentos y evaluaciones que permitan establecer un criterio más general y con un mayor nivel de confianza.

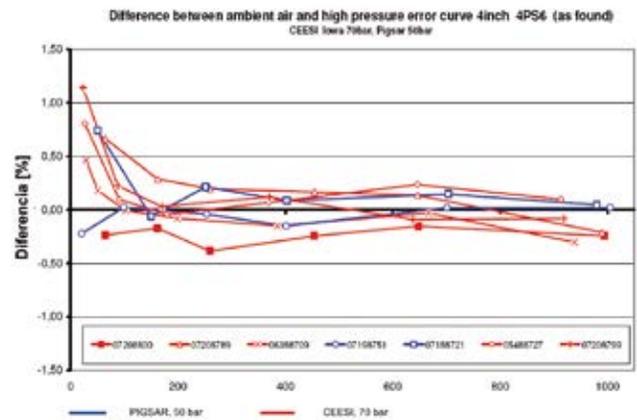


Figura 5. Diferencia entre las curvas de error a presión atmosférica y alta presión de medidores de 4 pulgadas 4PS6 (as found)[2]{Fuente: (3)}

De igual forma es importante recalcar que para la adecuada selección del laboratorio de calibración, además de los costos asociados, se debe considerar la incertidumbre del proceso (la requerida) y compararla contra la incertidumbre ofrecida por los laboratorios disponibles. En concreto, la selección del laboratorio adecuado es un proceso mucho más profundo y complejo que implica el análisis de un mayor número de variables que pueden modificar la decisión, de acuerdo con las necesidades particulares de cada sistema de medición.

3. CONCLUSIONES

La nueva generación de medidores posee ventajas tecnológicas que comienzan a ser importantes para la industria en general, sin embargo será necesario garantizar un costo racional para el mercado.

En general, la nueva generación de medidores ultrasónicos presenta una serie de ventajas y beneficios

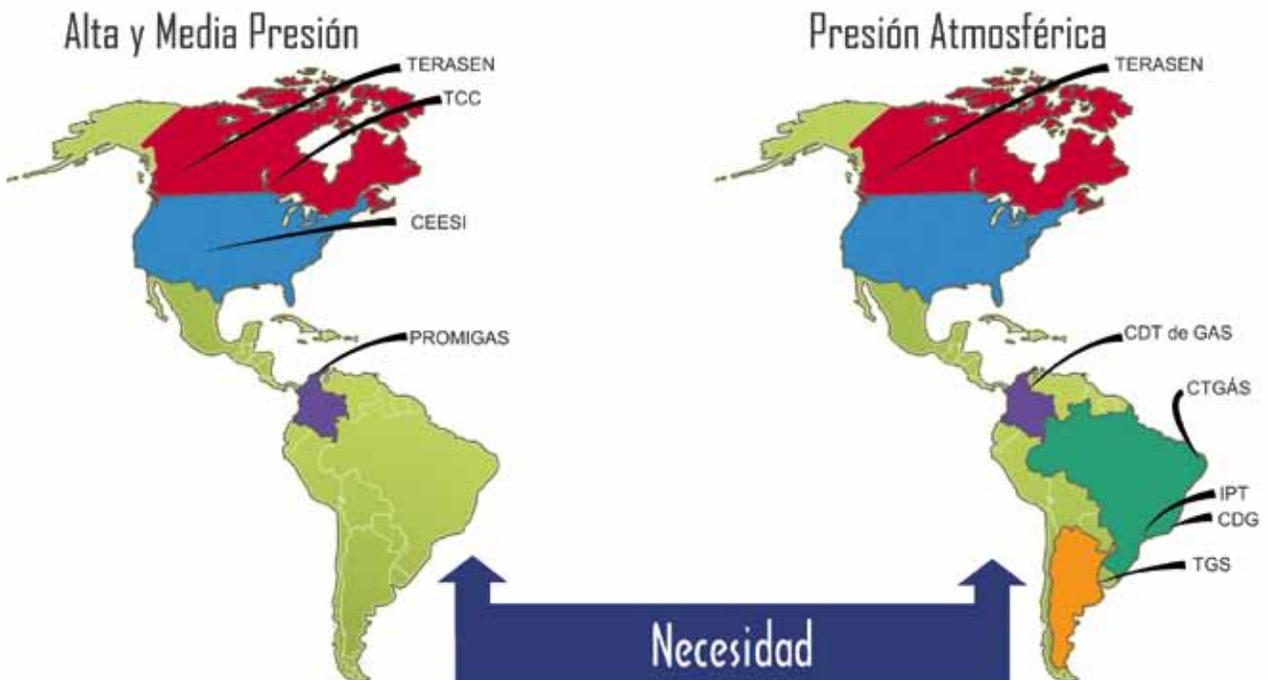


Figura 6. Panorama de laboratorios de flujo de fluidos en América. (Fuente: Los autores)

Laboratorio	Presión	Ubicación	Alcance máximo m ³ /h	U
TrasnCanada Calibration (TCC)	Canadá	Alta	55000	0,35%
Terasen	Canadá	Media y Baja	6500	0,27%
Cessi	USA	Alta	44000	0,23%
Promigas	Colombia	Media	4250	0,29%
Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas(CDT de GAS)	Colombia	Atmosférica	4800	0,16%
Instituto de Pesquisas Tecnológicas (IPT)	Brasil	Atmosférica	3200	0,17%
Centro de Tecnologías do Gás e Energías Renovaveis(CTGÁS)	Brasil	Atmosférica	4000	0,31%
Companhia Distribuidora de Gás (CDG)	Brasil	Atmosférica	2500	0,60%
Transportadora de Gas del Sur (TGS)	Argentina	Atmosférica	6500	0,28%

Tabla 1. Laboratorios de calibración de medidores de flujo de gas en América[11][12][13]. (Fuente: Los autores)

con respecto a sus antecesores, en la que se destacan:

- La capacidad de medir gas a condiciones de baja presión e incluso a presión atmosférica, lo que amplía su campo de acción.
- Mejoradas herramientas de auto diagnóstico que permiten detectar incluso, el paso de trazas de líquido a través del medidor.
- Corrección del volumen cuantificado por efecto de asimetrías en el perfil de velocidades por efectos de singularidades aguas arriba del medidor.
- Implementación de configuraciones de instalación con menor exigencia de tubería recta aguas arriba del medidor sin que implique altas incertidumbres en la medición por efectos de condiciones de instalación.
- Capacidad de ser calibrados en laboratorios que operan a presión atmosférica, por lo tanto igual confiabilidad a menor costo.

Finalmente, se conoce incipientemente que la tecnología ultrasónica será utilizada en el mediano plazo para medir directamente la energía contenida en el gas, en lugar del volumen. A medida en que sucedan los avances, MET & FLU los editará para sus lectores en futuras entregas.

4. REFERENCIAS

- [1] V. Herrmann, A. Ehrlich, T. Dietz, "Multipath Ultrasonic Gas flow meter –How can desing improvements reduce total measure uncertanties", 22th International North Sea Flow Measurement Workshop, 2004.
- [2] P. Lunde, K. Froyso, M. Vestheim, "GERG Project on Ultrasonic Gas Flow Meters, Phase II", 2000.
- [3] V. Herrmann, T. Dietz, "Low Pressure Gas Measurement Using Ultrasonic Technology", SICK MAIHAK.
- [4] J]Drenthen Jan, Kurth Martin, Klooster Jeroen, Vermeulen Marcel, "Reducing Installation Effects on Ultrasonic Flow Meter", 27th North Sea Flow Measurement Conference, 2009.
- [5] AGA Report No. 9, Abril 2007. "Measurement of Natural Gas by Multipath Ultrasonic Meters".
- [6] K Warner, K Zanker, " NOISE REDUCTION IN ULTRASONIC GAS FLOW MEASUREMENT", 1999.
- [7] Freund William, Zanker Klaus, Goodson Dale, Hall James, Jamieson Andrew, "Operation of Ultrasonic Flow Meters at Conditions Different Than Their Calibration", Noth Sea Flow Measurement Workshop 22th – 25th October 2002.
- [8] James W. Bowen, "Multipath Ultrasonic Meters for Natural Gas Custody Transfer", Pipeline & Gas Journal, April 2010 Vol. 237 No. 4.
- [9] Drenthen Jan, Kurth Martin, Vermeulen Marcel, "Verification of Ultrasonic Gas of Meter", Ceesi, June 2009.
- [10] Drenthen Jan, Kurth Martin, Vermeulen Marcel, "A Novel Desing of 12-Chord Ultrasonic Gas Flow Meter", CSHM, April 2009.
- [11] www.onac.org.co
- [12] www.inmetro.gov.br
- [13] www.inti.gov.bar

Ciencia

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

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

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

Exploración de Alternativas de Comunicación y Transmisión de Datos en Instrumentación Industrial

Alfredo Rafael Acevedo Pico aacevedo@uis.edu.co
Universidad Industrial de Santander

César Augusto Almeida Ortega calmeida@cdtdegas.com
Jhon Alejandro Angulo Pineda jangulo@cdtdegas.com
Corporación Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas



1. INTRODUCCIÓN

Hoy en día, las exigencias asociadas a los sistemas de medición están en constante crecimiento. En particular los aspectos relacionados con el procesamiento de señal y capacidad de telemetría, que de la mano con la evolución de la electrónica, vienen marcando los avances tecnológicos en el área de la instrumentación. Dentro del campo de la telemetría, la confiabilidad, velocidad de transferencia, versatilidad, compatibilidad y distancia máxima de transmisión de las señales y protocolos de comunicación, se han presentado como los mayores desafíos a estos procesos de avance e innovación. En este sentido uno de los mayores avances se puede asociar con la posibilidad de brindar transmisión y recepción de datos por medio de sistemas de comunicación inalámbrica, dando un paso adelante en la facilidad y practicidad de todo aquello que por años resultó ser un trabajo dispendioso dentro de los sistemas de comunicación por cables.

Tomando este punto de partida y considerando que la innovación tecnológica aceptada en la industria se implementa gradualmente en razón, a que los cambios radicales de tecnología generan altas inversiones en el reemplazo de la instrumentación ya adquirida, en este documento se presenta la descripción del diseño y la construcción de un dispositivo capacitado para la comunicación inalámbrica de los datos provenientes de instrumentos de medición que utilicen el protocolo de comunicación HART (Highway Addressable Remote Transducer Protocol). Este dispositivo se plantea como una solución adaptable, fácil de instalar y confiable, que constituya una alternativa para obtener transmisión bidireccional de datos sin emplear cables de comunicación.

El tema se inicia presentado una pequeña reseña de las posibilidades de comunicación más usadas en el campo de la instrumentación, continuando con una descripción de protocolo HART. Luego se discuten los aspectos relacionados con las ventajas de la comuni-

cación inalámbrica, para proseguir con la descripción del diseño del dispositivo. Por último se presentan los resultados obtenidos de la implementación del mismo utilizando un transmisor de presión, cerrando el tema con las conclusiones del trabajo realizado.

2. POSIBILIDADES DE CONEXIÓN

A través de la historia se han presentado múltiples opciones de señales y protocolos de comunicación industrial, algunos más populares que otros, pero en general todos enfocados hacia la necesidad de proporcionar confiabilidad, velocidad y seguridad en el intercambio de sus datos. La aparición de la instrumentación neumática (hace 40 años) para realizar el manejo de las variables de los procesos (presión, caudal, temperatura, etc.), hizo que el control y monitoreo dentro de las industrias adquiriera autonomía y confiabilidad. Posteriormente y ante desventajas en el control de las señales de procesos, se propicia la aparición de la instrumentación electrónica, que convertía las señales de variables de proceso a señales analógicas eléctricas de 4-20 mili Amper. Desde los años 70 con el surgimiento de MODBUS que se basa en la arquitectura maestro/esclavo, hasta el popular Profinet en 2001, han sido múltiples los desarrollos presentados dentro de las señales y los protocolos de comunicación en la industria. En la Figura 1, se presenta una línea cronológica que ubica los principales protocolos de comunicación dentro de las últimas cuatro décadas [1]. Junto con esto, la Figura 2 [2] muestra una descripción de las posibilidades reales que se pueden lograr a partir de los protocolos de comunicación más destacados dentro de los procesos de automatización en la industria.

Tomando como base las posibilidades de comunicación mencionadas en la Figura 2, se selecciona como elemento de comunicación para el dispositivo desarrollado, el protocolo HART. Este protocolo goza de gran aceptación debido a que dentro de sus capacidades

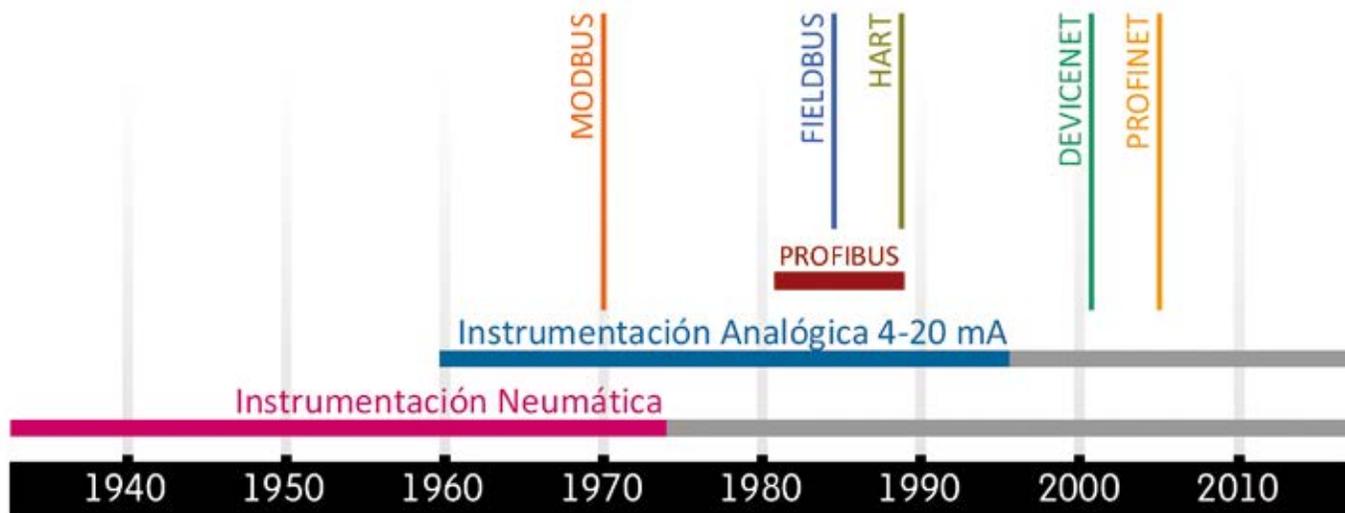


Figura 1. Línea de Tiempo surgimiento Protocolos de Comunicación Industrial.

		MÁXIMO DISPOS.	TASA TRANS. BPS	DISTAN. MÁX. KM	COMUNICACIÓN
MODBUS	Aplican para sistemas con control centralizado; es capacitado para supervisión de procesos por medio de estaciones remotas.	250/SEG	1.2 - 115.2 K	0.21 SEG 24 FIBRA	Maestro/ Esclavo
PROFIBUS	Se refiere a la norma de campo de alta velocidad en control de procesos, aplica en Europa con EN50170. Se clasifica en tres perfiles: DP (Decentralized Periphery), PA (Process Automation) y FMS (Fielbus Message Specification).	127/SEG	1.5 M - 12 M	0.35	Maestro/ Esclavo
FIELDBUS	Protocolo empleado para aplicaciones de control distribuido. Orientado a control de sistemas que requieran gran transferencia de datos a través de múltiples lazos de conexión.	240/SEG	100 M	1.9 CABLE	Simple/Multi Maestro
HART	Protocolo de comunicación que realiza intercambio bidireccional de datos a través del envío y recepción de una señal digital que viaja sobre el lazo de corriente analógica de 4 – 20 mA.	15/SEG	1.2 K	0.5	Maestro/ Esclavo
DEVICENET	Protocolo de comunicación utilizados en la industria para interconectar dispositivos de control para intercambio de datos. Las aplicaciones típicas incluyen el intercambio de información, dispositivos de seguridad, y grandes redes de control de entrada-salida.	2048 NODOS	500 K		Maestro/ Esclavo Multimaestro
PROFINET	Es un protocolo de comunicación que combina los principios de Profibus y Ethernet. Presenta una alta tasa de transferencia de datos.				

Figura 2. Características de Protocolos de Comunicación Industrial.

se incluyen la fácil implementación, seguridad y fiabilidad en la transmisión y recepción de datos. Luego de dos décadas de su aparición, se ha constituido en una herramienta clave dentro de la industria de instrumentación. Un claro ejemplo es la instalación Ormen Lange (ver Figura 3) que recibió el reconocimiento como planta del año, otorgado por HART Communication Foundation [3]. Dicha instalación constituyó un proyecto ambicioso que contrasta una amplia visión de innovación y proactividad partiendo de las necesidades de automatizar un extenso medio de producción y transporte de Gas Natural, basado en un Gasoducto Submarino de una longitud de 1200 km. El sistema de automatización instalado consta de cerca de 1400 dispositivos de campo que utilizan el protocolo HART, permitiendo una adecuada estrategia de mantenimiento preventivo como el medio idóneo para asegurar la mayor eficiencia de la planta.



Figura 3. Planta Ormen Lange. Tomado de [5]

3. PROTOCOLO HART

Luego de su desarrollo en los años 80's, por el fabricante de instrumentos Rosemount, el protocolo HART fue transferido en 1993 a la recién creada HART Communication Foundation. Desde entonces esta organización sin ánimo de lucro se encarga de realizar actualizaciones y revisiones al protocolo de comunicación HART [4]. Este proceso de optimización y mejora inició con la revisión 2 en 1987, continuando con las revisiones 3 y 4 en 1988 y 1989 respectivamente. Un cambio significativo se evidenció en la revisión 5 (1989) donde se realizó el ajuste en el direccionamiento de los dispositivos de campo. Por otro lado aunque la revisión 6 en 2001 fue generada no fue difundida, y finalmente ya en el 2007 se inicia la revisión HART 7, revisión que introdujo Wireless-HART. Actualmente el protocolo se encuentra en la revisión 7.2.

En concreto, HART es un protocolo de comunicación industrial digital bidireccional maestro-esclavo, que usa para el envío de la información digital el mismo par de cables que emplean los dispositivos de campo para proveer la señal analógica de 4-20 mA [5]. El protocolo HART implementa las capas 1, 2, 3, 4, y 7 de la Open System Interconnection (OSI). En el protocolo HART, la capa 1 o capa física permite superponer la comunicación digital sobre la señal analógica de 4 a 20mA sin que esta se vea afectada. La capa 2 o capa de enlace de datos, define el protocolo maestro esclavo, y la capa 7 o capa de aplicación, define la construcción de los mensajes que permiten la comunicación. En los siguientes numerales se presenta una descripción de las capas física y de aplicación.[6].

3.1 Capa física

HART está basado en el estándar Bell 202, estándar de comunicación telefónica que opera usando el principio de modulación FSK (Frequency Shift Keying) de fase continua [5]. La señal digital está compuesta por una senoidal de dos frecuencias, 1200Hz y 2200Hz que representan bits de 1 y 0 respectivamente (ver Figura 4) y debido a que el valor promedio de la señal FSK es siempre 0, el valor medio de la señal analógica de 4-20 mA permanece intacto.

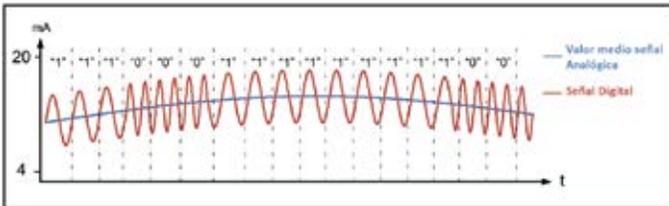


Figura 4. Señal HART

Los dispositivos maestros leen y proporcionan señales de tensión, sin embargo los esclavos o dispositivos de campo, leen y proporcionan señales de corriente, por esta razón se hace necesaria la conversión de corriente a tensión y viceversa. Esta conversión se logra a través de una resistencia de carga en el lazo de conexión como se muestra en la Figura 5. Otra característica importante de la capa física de HART son los niveles para las señales enviadas por el maestro y el esclavo, los cuales se presentan en la Tabla 1 [5]. En lo que se refiere a la forma de conexión se pueden operar en dos modos. El primero de ellos a través de conexión punto a punto (ver Figura 5), en la cual el lazo de 4 a 20 mA se usa para la comunicación de la variable principal, mientras que la señal digital permite el acceso a variables adicionales, como configuraciones o parámetros de operación y otros datos del dispositivo de campo. En este modo de conexión la comunicación se efectúa entre un maestro y un único esclavo. El segundo modo es la conexión multipunto (ver Figura 6), donde a diferencia de la conexión punto a punto, es posible efectuar la comunicación entre un dispositivo maestro y múltiples esclavos. Para esta forma de conexión toda la información acerca de los procesos y variables es transmitida digitalmente, por lo que se debe fijar la corriente de cada dispositivo a su valor mínimo (generalmente 4mA) [5].

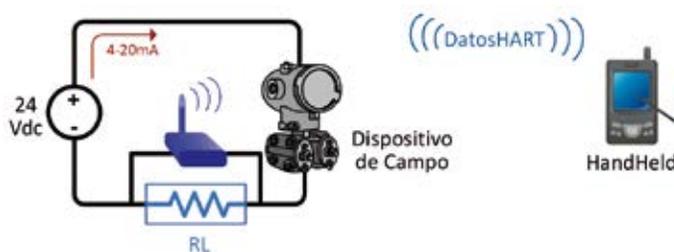


Figura 5. Lazo de Conexión Para un Dispositivo Hart Inalámbrico

Señal enviada por el maestro	
Valor mínimo [mVp]	Valor máximo [mVp]
200	300
Señal enviada por el esclavo	
Valor mínimo [mAp]	Valor máximo [mAp]
0.4	1.2

Tabla 1 Niveles de Señal

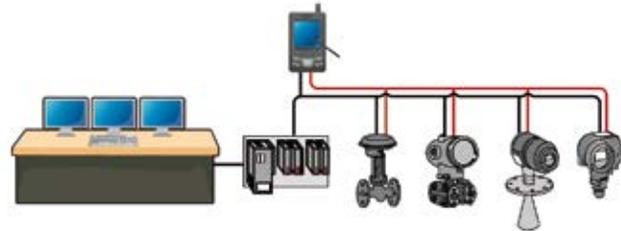


Figura 6. Conexión multipunto

3.2 Capa de Aplicación

La estructura del protocolo HART está constituida por mensajes conformados típicamente por 20 o 30 bytes. El mensaje HART (Figura 7) está compuesto por elementos o campos, iniciando por el preámbulo y finalizando en la suma de comprobación o chequeo. Cada uno de estos campos tiene una función específica en la implementación del protocolo. Los campos de preámbulo, inicio, conteo de bytes y suma de chequeo, se usan para sincronizar los mensajes y detectar posibles errores en la transmisión. Por otra parte los campos de dirección y comando indican, a que dispositivo de campo se envía el mensaje, y que tipo de función se desea implementar respectivamente.

Preámbulo	Inicio	Dirección	Comando
Conteo de Bytes	Estado	Datos	Suma de Chequeo

Figura 7. Mensaje HART

En particular el campo "dirección" está constituido por 5 bytes y contiene la dirección única de cada dispositivo, e indica a que esclavo se está enviando el mensaje, de donde proviene y si está implementado el modo ráfaga (el maestro instruye al dispositivo esclavo la transmisión continua de la respuesta a la petición). El único mensaje que tendrá respuesta exitosa al ser enviado sin la dirección única del dispositivo es el que implementa el comando 0, en este caso el campo de dirección consta de un solo byte, el cual contiene la dirección de encuesta del dispositivo (generalmente 0 aunque puede tomar cualquier valor entre 0 y 15). Por otro lado, el campo "comando" indica al esclavo la petición del maestro. Los comandos HART pueden tomar un valor de 0 a 253, y se encuentran clasificados en tres tipos: Comandos Universales, Comandos de Práctica Común y Comandos Específicos. Los Co-



Figura 8. Pasos para establecer comunicación con un dispositivo HART

mandos Universales implementan funciones que se encuentran disponibles en todos los dispositivos de campo con capacidad de comunicación HART, estos comandos proveen acceso a información útil en modos de operación normal (por ejemplo la lectura de variables y unidades); los Comandos de Práctica Común proveen funciones que se encuentran implementadas en una gran cantidad de dispositivos HART, pero no necesariamente en todos, y por otra parte los Comandos Específicos representan funciones que son únicas en cada tipo de dispositivo de campo y acceden a configuración e información de calibración y construcción del dispositivo [5].

3.3 Establecer comunicación

Para establecer comunicación con un dispositivo de campo haciendo uso del protocolo HART es necesario seguir la serie de pasos que se presenta en la Figura 8 :

4. POR QUÉ HART INALÁMBRICO?

Dada la potencialidad que hoy en día ofrecen los sistemas inalámbricos, HART ha decidido posibilitar el manejo de su protocolo dentro de las tecnologías Wireless. La flexibilidad en las conexiones, quizá se ha constituido en un factor vital para la gran acogida que la tecnología Wireless ha tenido dentro de la industria y con la cual se ha incrementado la eficiencia de los procesos de control que vigilan los dispositivos inteligentes basados en el protocolo HART.

Dentro de las necesidades que se presentan en las labores de configuración, inspección y mantenimiento de instrumentos de medición, se plantean ciertos factores claves que contribuyen al uso de tecnologías inalámbricas. Por ejemplo en muchas situaciones el usuario se encuentra con un ambiente poco favorable para realizar sus actividades en campo debido a la dificultad de acceso a la zona y extendido de un cableado para efectuar conexión con los instrumentos presentes en dicho lugar. Esta situación se convierte en el entorno propicio para llevar a cabo la instalación de un sistema de comunicación inalámbrico.

Aunque la concepción de la tecnología Wireless HART es el manejo integral y pleno de su protocolo en toda instrumentación, la tendencia que se está evidenciando es algo distinta. En países industrializados que han comenzado a vivenciar el cambio, han preferido

implementar un ajuste a los instrumentos HART ya instalados en sus plantas de operación, y habilitarlos para el manejo de la nueva tecnología Wireless. Para esto en el mercado se encuentran dispositivos llamados Adaptadores HART, que permiten a esta instrumentación alámbrica, ser controlados por medio de conexión inalámbrica [7],[8]. En cuanto a costo, se ha preferido ir migrando gradualmente hacia el nuevo protocolo Wireless HART, posibilitando así distintas opciones de exploración de estas nuevas tecnologías. Cuando se implementan dispositivos HART a través de medio cableado, la variable principal del proceso se lee mediante el lazo de 4-20mA. Los datos HART aunque se usan en el comisionamiento, no están conectados al sistema de control en tiempo real, además generalmente un gran porcentaje de los dispositivos inteligentes que se encuentran instalados proporcionan información limitada al usuario, dificultando así el análisis de información propia del equipo. Al hacer uso de un adaptador Wireless HART [9] en un instrumento ya instalado, se puede tener acceso a la toda información y herramientas de diagnóstico que este posee, aprovechando completamente las ventajas que la instrumentación inteligente proporciona.

5. ALTERNATIVA PROPUESTA

Luego de la revisión teórica que permitió establecer los requisitos de hardware y software necesarios para cumplir con las especificaciones de la capas física, de enlace de datos y de aplicación del protocolo HART, y tomado como base su estado actual (HART Revisión 7.2), se decidió diseñar y construir un sistema que permitiera al usuario establecer comunicación inalámbrica con dispositivos HART. A continuación se presenta una descripción de los diseños realizados tanto en Hardware como en Software; es oportuno aclarar que el hardware se ha desarrollado sin tomar en cuenta, que tipo de maestro se usará para implementar el protocolo HART; como único requisito el maestro debe poseer enlace Bluetooth con perfil de intercambio de datos, sin embargo parte del Software desarrollado se elaboró para una aplicación puntual, este aspecto se discute en el numeral 5.2.

5.1 Hardware

El Hardware se encuentra compuesto por 3 secciones (ver Figura 9), cada una con una tarea específica, y la posibilidad de realizar el flujo de datos en ambos sentidos (hacia el transmisor y desde el transmisor); a continuación se realiza una descripción de cada sección.



Figura 9. Diagrama del Sistema

5.1.1 Sección 1

Esta es la sección del hardware que permite el envío y la recepción de datos de forma inalámbrica. La selección de tecnología Bluetooth como medio de enlace entre el maestro y el esclavo, obedece a que esta, satisface los requisitos propuestos para la implementación del WirelessHART de acuerdo a la revisión HART 7.2 [10] (Operación en la banda de 2.4GHz, encriptación de datos, transmisión en “Spread Spectrum” con saltos de frecuencia, entre otros) y a los lineamientos del estándar IEEE 802.15.4-2006. Básicamente esta sección se encuentra constituida por el módulo Bluetooth BlueSMiRF del fabricante Sparkfun Electronics [11], su selección obedece a su bajo consumo de potencia, alcance de transmisión/recepción, posibilidad de realizar la configuración del modulo mediante comandos AT, varios modos de trabajo y soporte para varios perfiles Bluetooth. En este trabajo el BlueSMiRF opera virtualmente como un puerto serial, es decir, implementa la tecnología la Bluetooth para comunicarse directamente con el maestro (Computador, palm o handheld), pero al mismo tiempo mediante protocolo serial interactúa con la sección 2 del hardware (ver Figura 10).

5.1.2 Sección 2

Es esta sección la que permite realizar el enlace de datos entre las secciones 1 y 3, se debe resaltar que la totalidad del procesamiento de la información se lleva a cabo con un microcontrolador, el cual presenta las especificaciones técnicas necesarias para el control e interconexión de los dispositivos que conforman el sistema (numero de pines multipropósito disponibles, velocidad de procesamiento de datos, amplia capacidad de memoria, bajo consumo de potencia). Debido a que el microcontrolador no requiere circuitería externa para su funcionamiento todo su potencial es explotado mediante programación; este aspecto será tratado con más profundidad en el numeral 5.2.2.

5.1.3 Sección 3

Esta sección es la encargada de acondicionar las señales necesarias para establecer comunicación con el transmisor inteligente de acuerdo a la capa física de HART. Esta sección es la que reviste mayor dificultad en cuanto a la selección y diseño de los diferentes circuitos que la conforman; en razón a que es aquí donde se deben llevar a cabo los procesos de modulación y demodulación FSK, el filtrado de las señales de transmisión y recepción, así como su multiplexado (esto debido a la naturaleza “Half Duplex” del protocolo). El diagrama de flujo de datos se presenta en Figura 10.

La modulación y la demodulación en FSK de fase continua se han realizado con ayuda de un modem HART, más específicamente el HT2012 [12], el cual trabaja con señales cuadradas de niveles lógicos de 0 y 1, cuyas amplitudes corresponden a 0 y 3V respectivamente. Estas señales difieren de las señales propias del protocolo HART (señales senoidales), por lo que se hace necesario la implementación de filtros de entrada y salida que adecuen las señales para ser tomadas o incluidas en el lazo de 4-20mA.

El filtro de Entrada (Figura 11) debe transformar la señales senoidales que provee en su respuesta el dispositivo de campo a señales cuadradas que puedan ser leídas por el modem HART. Esta conversión de señal senoidal a señal cuadrada se logra por medio de dos etapas. La primera tiene como objetivo amplificar la señal enviada por el esclavo la señal a un nivel de tensión adecuado para lo cual se usa un amplificador operacional en configuración de inversor con ganancia de 4.5 v/v. En la segunda un amplificador operacional es usado en configuración de multivibrador asstable, básicamente esta configuración satura la salida hacia un nivel alto (tensión de alimentación) cuando la señal de entrada supera en amplitud una referencia preestablecida; esta característica permite que se use la señal senoidal amplificada como señal de entrada o de disparo [13], obteniendo a la salida la señal cuadrada requerida.

El filtro de salida (Figura 12) se encarga de transformar las señales cuadradas generadas por el modem HART en su proceso de modulación, en señales senoidales que puedan ser incluidas en el lazo de corriente de 4-20mA. Esto se logra implementando un filtro pasa-bajas con un amplificador operacional [14]. Cuando las señales cuadradas se hacen pasar por el

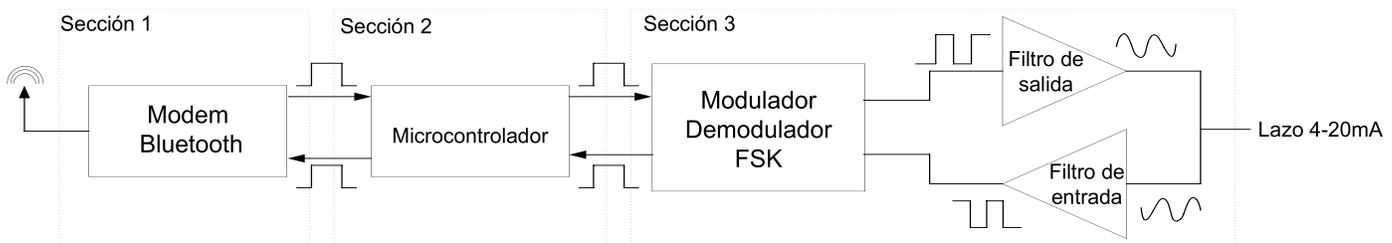


Figura 10. Diagrama de flujo de datos Hardware.

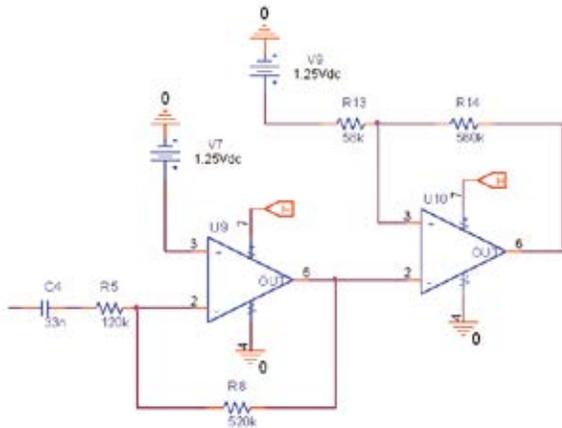


Figura 11 . Filtro de Entrada

filtro de salida las componentes de alta frecuencia son eliminadas, permitiendo solo el paso de las componentes principales (1200 y 2200 Hz), obteniendo como resultado señales senoidales en la salida.

Se mencionó con anterioridad por qué la señal digital no interfiere con la señal analógica. Pero un aspecto que quizá aun no se ha clarificado, es la forma en la que se evita que la señal analógica afecte la lectura de la señal digital; la clave, se encuentra en el acople de impedancias que se realice entre el maestro y el lazo de 4-20mA. Una forma sencilla de lograr el acople de impedancias necesario, es la inclusión de capacitancias de paso. Estas capacitancias deben ser calculadas con especial cuidado, considerando la impedancia de entrada o salida del filtro y la resistencia de carga del lazo de 4-20mA. Con la herramienta Pspice de Orcad se ha simulado la respuesta en frecuencia de los filtros de entrada y salida (incluidas las capacitancias de paso), los resultados se presentan en la Figura 13 y la Figura 14 respectivamente. Lo que importa observar es como ambos filtros permiten el paso de señales en el espectro de 1200 a 2200 Hz únicamente (frecuencias nominales del protocolo HART), mientras que la componente de continua es rechazada, evitando modificar la señal analógica y extrayendo del lazo de corriente sólo la información digital (señales senoidales).

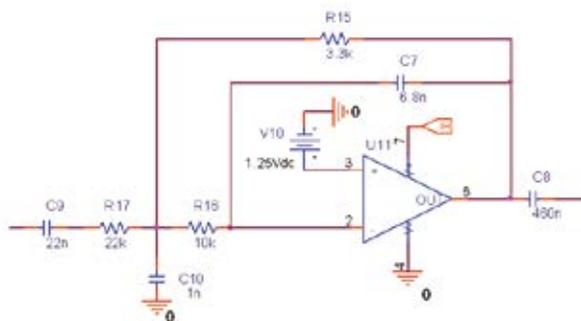


Figura 12. Filtro de Salida

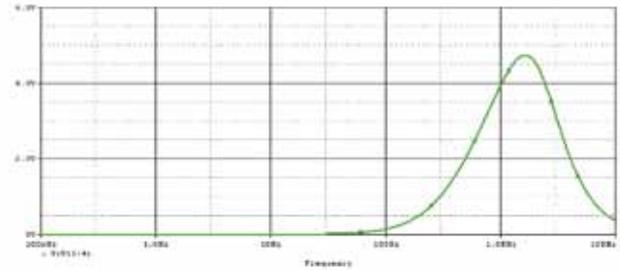


Figura 13. Respuesta en Frecuencia filtro de entrada

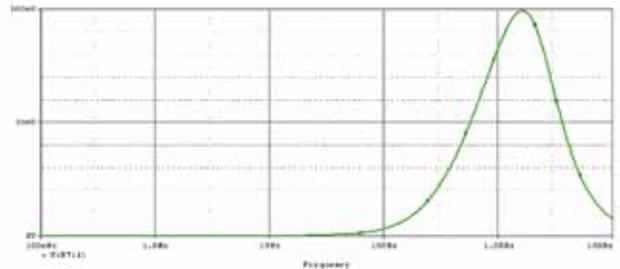


Figura 14. Respuesta en Frecuencia del filtro de salida

5.2 Software

Es necesario recordar que el software debe conformar los mensajes HART cumpliendo con la capa de enlace de datos y la capa de aplicación, es decir, debe manejar el protocolo maestro esclavo, estructurar los campos de cada mensaje (Figura 7), identificar y procesar la información correspondiente a la respuesta del dispositivo y evaluar el estado de la comunicación. Tomando esto como base, y debido a la naturaleza del sistema, se hace necesario el desarrollo de software para dos componentes, el primero un dispositivo que permita la visualización e ingreso de datos (teléfono celular, computador o palm) y el segundo el microcontrolador que compone la sección 3 del Hardware. Como se menciona en el numeral 5.1 el Hardware que se ha desarrollado es independiente del maestro que se use, sin embargo también se mencionó que parte del Software se desarrolló para una aplicación en particular, esto debido a la elección de un teléfono celular como maestro o medio para la visualización e ingreso de datos. Teniendo en cuenta este aspecto se describen a continuación las plataformas usadas para el desarrollo del software del teléfono celular y el microcontrolador y la función que cada uno desempeña en el sistema.

5.2.1 Teléfono Celular

Para la elaboración de la aplicación del teléfono celular se usó mobile-processing; herramienta que provee su propio IDE ("Integrated Develop Enviroment") y permite la elaboración de "sketches" o prototipos, que gracias a J2ME ("Java 2 Micro Edition") pueden ser ejecutados en dispositivos móviles [15]. Durante el desarrollo de este software fue necesaria la modificación de la librería Bluetooth [16], esto debido a la

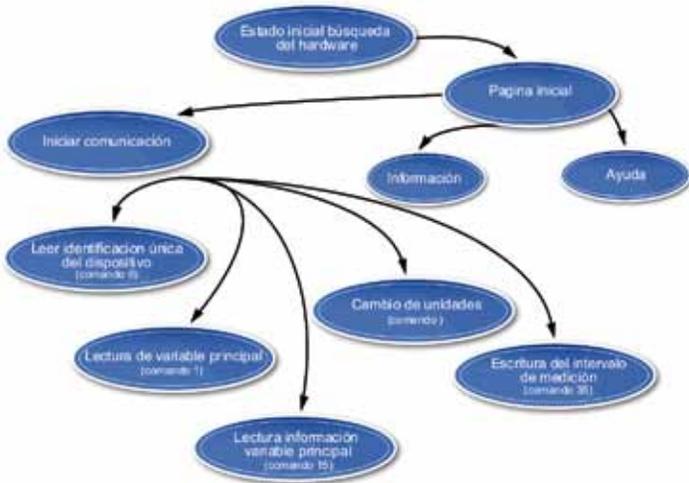


Figura 15. Diagrama de estados software teléfono móvil.

necesidad de emular un puerto serial dentro del perfil de Bluetooth orientado al intercambio de datos. El programa se encuentra estructurado por medio de estados (ver Figura 15). Los estados indican los posibles escenarios que pueda tomar el programa ante una acción ejecutada por el usuario, y a su vez cada estado posee un modo de estado, este modo de estado es el mecanismo que define que pantalla visualiza el usuario en cada uno de ellos.

5.2.2 Microcontrolador

La programación del microcontrolador se ha realizado con la plataforma Metroworker Codewarrior, haciendo uso de los lenguajes C y Assembler. Debido a las necesidades del sistema, se han programado dos módulos de comunicación serial, uno para la comunicación con el teléfono celular a través del modem Bluetooth y el otro para la generación de los mensajes a ser enviados al dispositivo de campo. En razón a que los mensajes del protocolo HART se encuentran muy bien definidos, es posible conocer de antemano la cantidad de bytes a recibir en cada mensaje y la información que cada uno contiene [17], permitiendo realizar un control estricto sobre la información que se envía, se recibe y se presenta al usuario, así como la determinación de errores en la comunicación y sus posibles causas.

El microcontrolador también realiza el control del inicio o fin de la modulación/demodulación FSK y el multiplexado de los datos enviados o transmitidos proporcionando las señales adecuadas al modem HART, convirtiéndose en el responsable de que los mensajes HART cumplan estrictamente con la capa de enlace de datos y la capa de aplicación estipulada por el protocolo. En esta aplicación en particular y debido a las limitaciones presentes en el teléfono celular, el microcontrolador es quien genera el mensaje HART, tomando la responsabilidad de generar cada campo (ver Figura 7), y enviar al teléfono móvil sólo la información a visualizar por parte del usuario.

6. PRUEBAS Y RESULTADOS

Parte importante del éxito de la comunicación radica en lograr que las señales que se envían al dispositivo de campo, cumplan estrictamente con los parámetros establecidos por el protocolo (amplitud, frecuencia, duración y estructura de la señal) en la capa física, de enlace de datos y de aplicación. Por esta razón antes de poner en marcha el sistema completo se realizaron verificaciones de cada una de las secciones del hardware diseñadas y del flujo de datos en el software desarrollado.

6.1 Modulación FSK y Filtro de Salida

En la Figura 16 se presenta la respuesta obtenida al usar el HT2012 para realizar la modulación FSK de fase continua (señal en color azul) tomando como entrada el mensaje HART construido por el microcontrolador (señal en color rojo).

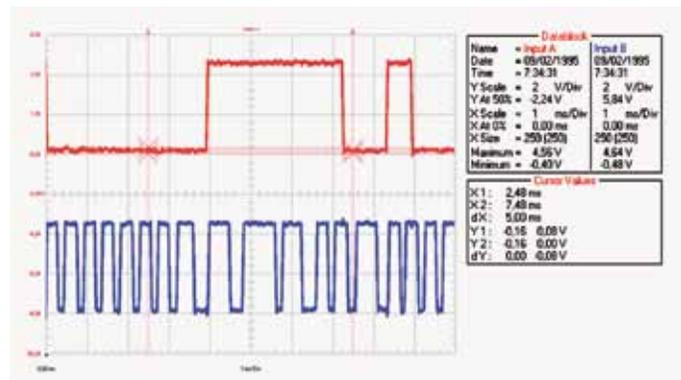


Figura 16. Modulación FSK

Con relación a la Figura 16 es necesario resaltar que en color rojo se presenta sólo una pequeña parte del mensaje HART. En esta figura se puede apreciar como la señal azul tiene una frecuencia de 2200Hz para un nivel de entrada bajo (0V) y una frecuencia de 1200Hz para un nivel de entrada alto (3V); además es fácil advertir que aunque la respuesta del modem HT2012 cumple con el estándar Bell 202, aún no cumple con la capa física de HART.

La respuesta del filtro de salida se presenta en la Figura 17. Como se mencionó anteriormente este filtro elimina las componentes de frecuencia fuera de la banda de 1200 – 2200 Hz, logrando que las señales cuadradas de entrada (señal en color rojo) provenientes del modulador FSK se conviertan en senoidales (señal en color azul). Quizá algo que no se percibe en la Figura 17 es el cambio en la amplitud de la señal, que pasa de 3.3Vp-p a 500mVp-p, este cambio en la amplitud responde a las especificaciones de la capa física de HART (ver Tabla 1).

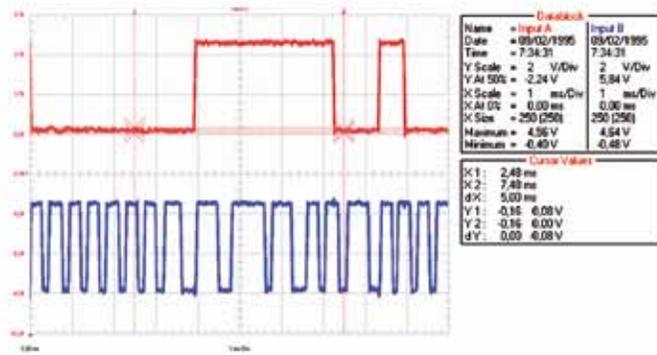


Figura 17. Respuesta Filtro de Salida.

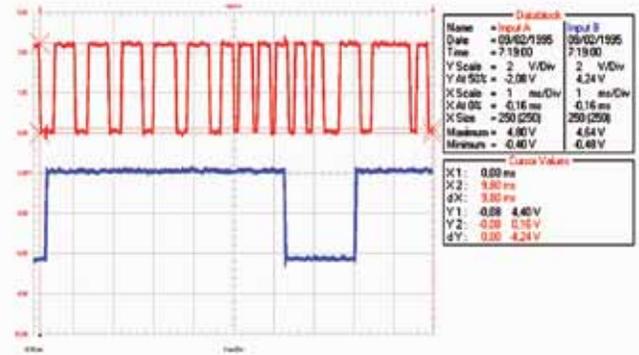


Figura 19. Demodulación FSK

6.2 Filtro de Entrada y Demodulación FSK

La respuesta temporal del filtro de entrada (Amplificador y Multivibrador) se muestra en la Figura 18. La señal digital de forma senoidal proporcionada por el dispositivo de campo (señal en color rojo) es amplificada para luego actuar como señal de disparo del multivibrador. Como consecuencia, la salida del filtro (señal en color azul) adquiere un nivel alto en los instantes en que la senoidal se encuentra en el semiciclo positivo y un nivel bajo cuando la senoidal se encuentra en el semiciclo negativo. La implementación de este filtro debe realizarse con especial cuidado, debido a la exactitud con la que se debe ubicar el nivel de referencia para el disparo; un nivel de referencia por debajo del ideal ocasiona que la señal cuadrada posea niveles bajos demasiado cortos, por otra parte un nivel de referencia por encima del ideal ocasiona que la señal cuadrada posea niveles altos demasiado cortos, particularmente en este trabajo el nivel de referencia mencionado era de 1.25 ± 0.02 v. Entregar al demodulador una señal con duración de niveles altos y bajos diferentes puede desencadenar errores y pérdida de información.

En la Figura 19 se aprecia como al proporcionar al demodulador señales cuadradas apropiadas (señal en color rojo) se obtiene un nivel alto cuando las señales cuadradas poseen una frecuencia de 1200Hz, o un nivel bajo cuando las señales cuadradas poseen una frecuencia de 2200Hz. La señal demodulada (señal en color azul) ya es el mensaje HART (al igual que en la Figura 16 Sólo se muestra una pequeña parte del mensaje)

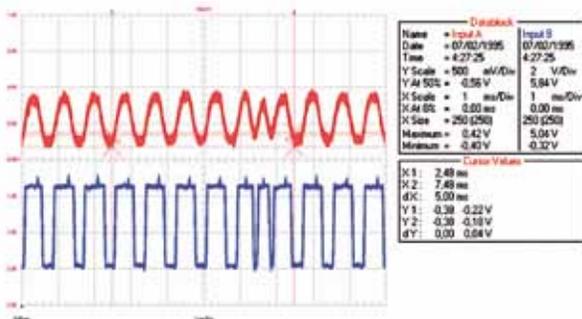


Figura 18. Respuesta Filtro de Entrada

Teniendo la certeza que el hardware diseñado permite cumplir con la capa física, de enlace de datos y de aplicación del protocolo HART, se iniciaron las pruebas de comunicación con un dispositivo de campo. Para tal fin se ha hecho uso de un transmisor de presión marca Honeywell, implementando el comando HART 0, observando en la prueba, la sensibilidad que poseen el dispositivo de campo a variaciones que puedan ocurrir con los tiempos de duración de las señales; se determinó que cambios de $30\mu s$ en las señales moduladas en FSK ocasionan la no respuesta del mismo. Esto es crítico, debido a que esas variaciones pueden presentarse al realizar cambios de microcontrolador. La situación mencionada provocó que el módulo de comunicación serial se programara por completo en lenguaje Assembler, para tener total control en los tiempos de ejecución por medio de variables que pueden ajustarse según el comportamiento del microcontrolador. Algunas de las pantallas diseñadas para el programa del teléfono celular se presentan en la Figura 20, es importante observar que las pantallas poseen una interfaz gráfica sencilla que permite la navegación de forma intuitiva y la lectura de la información de forma clara y precisa.

Finalmente se realizan las pruebas del sistema completo, incluyendo el envío y la recepción por enlace Bluetooth con un teléfono celular, al transmisor de presión Honeywell, a un transmisor de presión Rosemount y a dos transmisores de temperatura Smart, logrando establecer comunicación e implementación de los Comandos Universales y de Práctica común presentados en la Tabla 2, para todos los casos.

Posteriormente se procedió a determinar el alcance de la transmisión y recepción. Se debe resaltar en este caso, que la distancia máxima de transmisión



Figura 20. Interfaz Software Celular

Comando HART 0 : Leer Identificación Única del Transmisor	
Datos requeridos	Ninguno
Datos en la respuesta	<ul style="list-style-type: none"> • Código de expansión del dispositivo. • Código de Identificación del Fabricante. • Tipo de dispositivo del Fabricante • Numero de preámbulos requeridos • Nivel de revisión de los comandos Universales • Nivel de revisión del documento del transmisor • Nivel de revisión del Software • Nivel de revisión del Hardware • Banderas • Número de identificación del dispositivo, 24bits MSB • Número de identificación del dispositivo, 24 bits • Número de identificación del dispositivo, 24 bits LSB
Comando HART 1: Lectura de variable principal	
Datos requeridos	Ninguno
Datos en la respuesta	Código de unidades de la variable principal. Variable principal (formato IEEE 754).
Comando HART 15: Lectura de Información de salida de la variable principal	
Datos requeridos	Ninguno
Datos en la respuesta	<ul style="list-style-type: none"> • Código de selección de Alarma • Código de la función de transferencia de la variable principal • Código de las unidades de los rangos de valores de la variable principal • Rango Superior de valores de la variable principal (formato IEEE754) • Rango Inferior de valores de la variable principal (formato IEEE754) • Valor de Damping de la variable principal. (formato IEEE754) • Código de protección de escritura. • Código del sello privado del Distribuidor
Comando HART 35: Escritura de los rangos de la variable principal	
Datos requeridos	<ul style="list-style-type: none"> • Código de unidades de los valores de los rangos superior e inferior • Valor del rango superior de la variable principal (formato IEEE754) • Valor del rango inferior de la variable principal (formato IEEE754)
Datos en la respuesta	<ul style="list-style-type: none"> • Código de unidades de los valores de los rangos superior e inferior • Valor del rango superior de la variable principal (formato IEEE754) • Valor del rango inferior de la variable principal (formato IEEE754)

Tabla 2. Comandos HART Implementados

y/o recepción viene determinada por el alcance del enlace Bluetooth del teléfono celular, debido a que el Modem Bluetooth usado en el hardware presenta un alcance de 106m (muy superior al de cualquier teléfono celular). Particularmente se ha usado el modelo 2760 de Nokia para realizar las pruebas, logrando una



Figura 21. Espacio cerrado para pruebas de alcance.

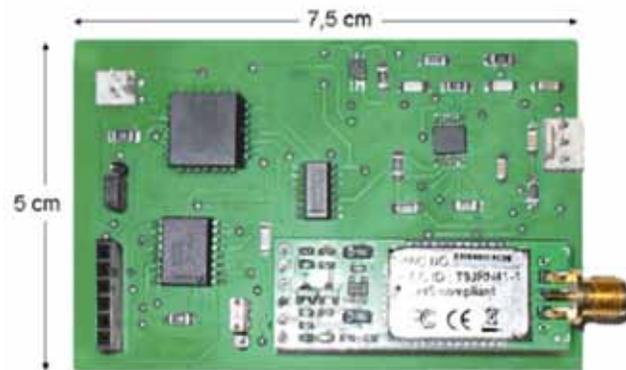


Figura 22. Sistema completo

distancia máxima de transmisión y recepción de: 25m en espacios abiertos y 20m en espacios cerrados o con obstáculos (ver Figura 21).

En la Figura 22 se presenta el sistema completo el cual posee un tamaño de 50mm de ancho por 75mm de largo, una autonomía aproximada de 15 horas con una batería de 750mAh (tomando como base un consumo promedio de 40mAh). Además se han dispuesto pines de conexión que proporcionan la posibilidad de reprogramación del microcontrolador.

7. CONCLUSIONES

Como se mencionó anteriormente, la revisión HART actual incluye en sus dispositivos la posibilidad de conexión WirelessHART, que proporciona una gran cantidad de ventajas en cuanto al manejo de datos, costos de cableado y mantenimiento, entre otras. Sin embargo debido a que la gran mayoría de los instrumentos de campo con habilidad de comunicación HART pertenecen a revisiones anteriores del protocolo, la industria ha optado por no reemplazar la instrumentación, sino adaptar la que poseen a WirelessHART, impulsando el desarrollo de dispositivos como el propuesto en este artículo.

El sistema completo muestra una aplicación puntual para el Hardware desarrollado. La aplicación provee a los dispositivos de campo fabricados antes de la revisión HART 7.2 (revisión actual), un enlace Bluetooth con el cual tienen la posibilidad de establecer comunicación de forma remota con un teléfono móvil o un computador portátil entre otros, y realizar configuraciones al sistema de unidades y al intervalo de medición, otorgando al operario simplicidad de conexión, para la adquisición de información propia del medidor y del sensor, además de la lectura de la variable principal.

Debido a la facilidad de configuración del módulo Bluetooth usado en el desarrollo y la versatilidad que proporciona el microcontrolador, el Hardware termina por convertirse en un “adaptador” para lograr que cualquier dispositivo con habilidad de comunicación HART sea conectado de forma remota usando un software estándar. Esto abre la puerta al aprovechamiento de todas las herramientas que presenta los instrumentos inteligentes que se comunican a través de este protocolo, usando una solución de bajo costo desarrollada en el país y con la posibilidad de configuración de acuerdo a las necesidades de los diferentes sistemas de medición que se pueden encontrar en transferencia de custodia o plantas de proceso.

8. REFERENCIAS

- [1] F. Ferreira, “Comunicaciones Industriales”, Departamento de Electrónica, Universidad de Buenos Aires, Argentina.
- [2] Portal de Automatización Industrial, “Informe Ethernet Industrial”. <http://www.infoplcn.net/>
- [3] M. Babb, “HART Keeps Ormen Lange Gas Flowing”, Control Engineering Europe.
- [4] HART Communication Foundation, “Protocol HART”, HART Communication Foundation, Austin Texas.
- [5] HART Communication Foundation, “Application Guide”, HART Communication Foundation, Austin Texas, 2005.
- [6] HART Communication Foundation, “About the HART protocol”. <http://www.hartcomm.org/>
- [7] G. Mitchell, “Instrumentación sin Hilos”, the International Society of Automation.
- [8] J. Maraña, “Instrumentación y Control de Procesos”, Departamento de Ingeniería de Sistemas y Automática, Universidad de Valladolid, España.
- [9] HART Communication Foundation, “Wireless HART Technology”. <http://www.hartcomm.org/>
- [10] IEEE Std 802.15.4-2006, IEEE Standard for Information technology—Telecommunications and information exchange between systems—Local and metropolitan area networks—Specific requirements— Part 15.4: Wireless Medium Access Control (MAC) and Physical Layer (PHY) Specifications for Low Rate Wireless Personal Area Networks (WPANs).
- [11] Roving Networks, RN-41 Class 1 Bluetooth Module, Version 3.1, 8/4/2009.
- [12] Smar Research, “HART Modem HT2012 Datasheet”, Smar Research Corporation.
- [13] B. Razavi, “Design of Analog CMOS Integrated Circuits (Feedback)” Berkeley California 2001, p 246-290.
- [14] B. Razavi, “Design of Analog CMOS Integrated Circuits (Basic MOS device physics)” Berkeley California 2001, p 9-46.
- [15] J. Moreno, “Introducción a Mobile Processing Versión 0.1”
- [16] T E, Kurt, “Hacking Roomba”, Extreme Tech, Wiley Publishing, Indianapolis, 2007.
- [17] ABB, “HART-Protocol Overview HART- commands for standard software”, Instruction Bulletin, 2001.

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.

Iniciativas que Consolidan la Investigación **TECNOLÓGICA Y CIENTÍFICA EN SANTANDER** como Herramienta Estratégica para Apoyar la Transformación Productiva de **COLOMBIA**

Henry Abril Blanco (habril@cdtdegas.com)
Corporación Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas



Como se expresó en la Política Nacional de Fomento a la Investigación y a la Innovación: Colombia Construye y Siembra Futuro, “hoy Colombia atraviesa por una coyuntura propicia para abordar una estrategia de desarrollo productivo que integre las acciones inmediatas sobre alternativas productivas sectoriales de alto impacto, y una política activa orientada hacia la necesaria transformación productiva del país”.

Una muestra real y palpable de ello viene siendo conformada en el Departamento de Santander, con el esfuerzo de varias instituciones de Ciencia y Tecnología, entre las que se destaca la UIS¹, entidad que desde el inicio de los años 60, con la formación de investigadores en el exterior, posteriormente en 1970, con recurso humano formado para consolidar la investigación tecnológica, y finalmente en la primera década del nuevo siglo, con la puesta en marcha del proyecto Parque Tecnológico de Guatiguará, dieron los primeros y fundamentales pasos para la consolidación, del que es considerado como el más importante proyecto de Ciencia, Tecnología e Innovación para el desarrollo social y económico de la región y por ende de Santander para Colombia.

Durante los últimos 10 años, y con el propósito fundamental de establecer una visión holística que apunte hacia el entorno internacional, a este Proyecto de Parque han llegado diferentes instituciones, que trabajando con y para el sector productivo -mediante prestación de servicios tecnológicos, proyectos de investigación aplicada y de desarrollo tecnológico-, y con la vinculación y el aporte de investigadores extranjeros de alta calidad (en especial provenientes de Alemania, de la antigua Unión Soviética, de España y de Brasil) junto a los profesionales colombianos han permitido asimilar las ventajas que ofrece la Ciencia, la Tecnología y la Innovación para aplicarla en la transformación productiva de la industria nacional.

En la actualidad, el Parque cuenta con un área de 10,5 hectáreas de propiedad de la UIS, y en 7500 m² actualmente operan cuatro (4) corporaciones privadas de desarrollo e investigación: Corporación para la Investigación de la Corrosión CIC, Corporación para la Investigación y Desarrollo en Asfalto en el sector Transporte e Industrial CORASFALTOS, Corporación Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas CDT de GAS, y la Corporación Centro de Desarrollo Productivo de Alimentos CDPA, y de la UIS, seis (6) centros de investigación: Centro de Investigación en Biotecnología Industrial y Biología Molecular CINBIN, Centro de Investigaciones en Enfermedades Tropicales CINTROP, Centro de Investigación en Ciencia y Tecnología de Alimentos CICTA, Centro de Estudios e Investigaciones Ambientales CEIAM, Centro de Investigaciones en Catálisis CICAT, Centro de Investigación del Gas y el Petróleo CIGP y siete (7) grupos de investigación: Grupo de Investigación en Minerales, Biohidrometalurgia y Ambiente GIMBA, Grupo de Investigaciones en Corrosión GIC, Grupo de Óptica y Tratamiento de Señales GOTS, Grupo de Investigación en Geología de Hidrocarburos y Carbones GIGHC, Laboratorio de Resonancia Magnética Nuclear RMN, Laboratorio de Análisis Petrofísico y el Laboratorio de Comportamiento de Fases, todos ellos con sus laboratorios especializados y oficinas administrativas. Adicionalmente, en la actualidad se encuentra en proceso un convenio con la ANH para la construcción, en esta sede, de la Litoteca Nacional.

¹Universidad Industrial de Santander - Colombia

²Agencia Nacional de Hidrocarburos

³Corporación Bucaramanga Emprendedora

Es de destacar igualmente que la CIC, CORASFALTOS y el CDT de GAS trabajan seriamente en la conformación del primer Nodo Tecnológico de Colombia (Nodo-TEC) ideado para generar una alianza estratégica institucional, que una sinérgicamente fortalezas en I+D+I, buscando mejorar la competitividad del Departamento de Santander y permitiendo un mayor impacto de sus procesos, productos y servicios a nivel regional, nacional e internacional. Estas instituciones autónomas, cuentan con excelentes equipos de trabajo, interdisciplinarios y muy especializados (más de 130 profesionales), que desarrollan actividades cotidianas en busca de soluciones tecnológicas innovadoras para la industria colombiana, que conviertan los productos tecnológicos en Nuevas Empresas Tecnológicas (NET). Para darle mayor dinámica a este proceso, se inician conversaciones para integrar a la Corporación Bucaramanga Emprendedora, entidad que tiene gran experiencia en la consolidación de empresas de base tecnológica en nuestra región.

Abrimos este espacio en MET&FLU para conversar con cuatro de éstos Líderes y conocer sus proyectos actuales y sus ideales en torno al desarrollo tecnológico y científico del país.

1) Dr. Jaime Alberto Camacho Pico, Usted es el Rector de la Universidad Industrial de Santander y ha sido un constante abanderado del Proyecto Parque Tecnológico de Guatiguará, el cual es hoy, el más importante y avanzado en términos de consolidación de los Parques Tecnológicos que se visualizan en Colombia... Cuéntenos por favor algo de esta historia... ¿Cómo nació y cómo ha sido su metamorfosis?

La historia, para mí, está dividida en dos etapas: la primera apoyando a quien tuvo la iniciativa, y la segunda, ya como Rector de la UIS, impulsando el proceso que hoy se encuentra bajo responsabilidad del Dr. Oscar Gualdrón, Vicerrector de Investigaciones. La primera etapa también se fracciona en dos partes: en la década del 80 apoyando la idea inicial que fue de mi profesor y director de proyecto de pregrado, el Dr. Humberto Pradilla, hoy Director de la CBE³, y la segunda a partir del año 2000, al regreso de mis estudios de doctorado, realizados en la Universidad Politécnica de Cataluña UPC (Barcelona – España). En la rectoría del Dr. Jorge Gómez se planteó inicialmente la posibilidad de desarrollar Guatiguará como un Parque Científico y posteriormente como Parque Tecnológico, y se hicieron algunos estudios, se hizo factibilidad, se planteó un modelo de operación de parque, pero al momento que este se llevó al Consejo Superior de la UIS, no hubo buen ambiente porque los compromisos que le generaba a la universidad eran muy fuertes y no estaban en posibilidad de ser asumidos en este momento.

2) Dr. Oscar Gualdrón, y entonces ¿Cuál es la dinámica actual del Parque Tecnológico? ¿Cuál es el papel de los expertos Vascos que en marzo pasado, visitaron Bucaramanga?

Durante los años 1996-1997 se desarrolló el Estudio de Viabilidad de Parques Tecnológicos en Colombia, que fue realizado con el apoyo del Gobierno español y con expertos de dicho país. Con base en las recomendaciones de dicho documento en el año 2000, el Ministerio de Desarrollo Económico hoy Ministerio de Comercio, Industria y Turismo publicó la Política de Parques Tecnológicos⁴, en donde se definió, entre otros aspectos, qué es un parque tecnológico, y los retos que deberían cumplir las regiones que adelantaran este tipo de iniciativas, para lograr los estímulos respectivos. Entonces se retomó el tema, y se participó en algunas misiones, a España, en donde se hizo contacto con la Asociación de Parques Tecnológicos Españoles y la Asociación Internacional de Parques Científicos la IASP. Finalmente se logró la asistencia de los representantes de parques en Colombia, entre ellos estuvo el Parque de la Umbría, el Parque de Antioquia, el Parque del Caribe, la Zona Franca de Bogotá, el Parque del Eje Cafetero, y se generó como una comunidad interesante alrededor del tema.

Para finales del año 2007, COLCIENCIAS nos ofreció la posibilidad de revisar los avances del Parque y se lograron unos recursos considerables del Estado y también propios de la UIS que finalizarán en un plan desarrollo que hemos denominado el MASTER PLAN. Paralelo a este proceso asistí a un evento en México de Parques Tecnológicos, y allí retomamos el contacto con la IASP y también hice contacto con los Vascos, llegando a un acuerdo para que presentaran una oferta de asesoría externa la cual finalmente se aprobó y desde el año pasado hemos tenido su apoyo. Este MASTER PLAN es un documento que contemplará el modelo de operación del parque, las inversiones, como es el tema urbanístico, como son los espacios, los índices de ocupación, las vías, los servicios, involucra el modelo de vinculación de empresas, entre otros.

Casualmente, el pasado mes de marzo de 2010, el Presidente de la Red de Parques Tecnológicos del País Vasco, Francisco Berjon, el Director del Parque Tecnológico de Bizkaia, Txaber Ouro, y el Consultor del IDOM (Ingeniería, Arquitectura y Consultoría), Antonio Fernández, adelantaron una visita en cumplimiento del convenio de asesoría suscrito con la UIS para la formulación y planeación del proyecto del Parque Tecnológico de Guatiguará. Durante esta oportunidad los visitantes extranjeros sostuvieron conversaciones con el Señor Gobernador de Santander, Dr. Horacio Serpa Uribe, quien expresó su respaldo a esta propuesta mostrándose muy receptivo en todos los ámbitos de influencia al tema, restando el «salto» para pasar de esa receptividad a la realidad, para que el Parque Tecnológico se ponga en marcha pronto, articulando esas áreas estratégicas con actores productivos, con empresariado regional

y nacional, para que se generen los procesos de transferencia, resultados de investigación y de desarrollo tecnológico que todos esperamos.



FIGURA 1. Edificio de Investigaciones de la UIS situado en el Parque Tecnológico de Guatiguará, Fuente: Vicerrectoría de Investigaciones - Universidad Industrial de Santander

Con una inversión que supera los 12 mil millones de pesos, el Parque Tecnológico de la UIS Guatiguará con su primer edificio de investigaciones albergará como paso inicial a 48 laboratorios de investigación, que trabajarán en áreas estratégicas como son la biotecnología, los materiales, las tecnologías de la información y la comunicación, así como los recursos energéticos, entre otros, en un área de 7 mil metros cuadrados, cuya fase de infraestructura estaría terminada en el 2010 para pasar a la fase de dotación.

El Parque se encuentra localizado en el Municipio de Piedecuesta, en la zona de mejor porvenir y mayor valorización del área metropolitana de Bucaramanga por su belleza natural, clima, vías de comunicación e importantes entidades establecidas en el lugar.

- 3) En este sentido, ¿Cuál es el papel que a su juicio deben jugar los diferentes actores, en especial los Centros de Desarrollo Tecnológico inmersos en el Parque Tecnológico de Guatiguará?

Obviamente la UIS tiene claro que el Parque tiene un espacio clave que incluye los CDT⁵; para nosotros sigue siendo muy importante que se mantenga la presencia de los centros en el Parque y en este momento es un reto el explorar la mejor forma para que a los CDT les resulte viable, atractivo y conveniente estar allí. Entiendo que ya se les hizo una propuesta a la cual expresaron, como Nodo-TEC que habían algunas limitaciones en ese modelo, y por ello nos encontramos explorando otros modelos de vinculación.

- 4) Doctor Jorge Hernando Panqueva Álvarez, Usted es el Director de la Corporación para la Investigación de la Corrosión – CIC... Cuéntenos por favor que es Nodo-TEC... ¿Cómo nació esa Alianza?

⁴Política de Parques Tecnológico, Ley 590 de 2000 y 905 de 2004ra

⁵Centros de Desarrollo Tecnológico

Nodo-TEC es la Asociación de los Centros de Desarrollo Tecnológico ubicados en la sede de la UIS de Guatiguará, es decir, el CDT de GAS, CORASFALTOS y la CIC y es una estrategia para compartir las fortalezas transversales de las tres corporaciones, a saber: adquisición y uso de recursos físicos, tecnologías, procesos administrativos y logísticos y las indiscutibles competencias de especialistas con alto nivel de experiencia y formación. En consecuencia, para las tres corporaciones, Nodo-TEC es una oportunidad para optimizar sus inversiones, incrementar su competitividad, potencializar el impacto de sus resultados en la sociedad y asegurar, en el mediano y largo plazo, su sostenibilidad.

Nodo-TEC es una contribución a la articulación del Sistema Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación - SNCTI. Si bien es cierto que en el pasado reciente han surgido iniciativas similares, como lo son el Programa de Centros de Excelencia, promovido por COLCIENCIAS, o la Asociación de Centros Autónomos de Investigación y Desarrollo Tecnológico, constituida por la Corporación para Investigaciones Biológicas – CIB, la Corporación para la Investigación de la Corrosión – CIC, el Centro Internacional de Entrenamiento e Investigaciones Médicas – CIDEIM y el Centro Internacional de Física – CIF; frente a ellas, Nodo-TEC tiene para esgrimir la gran fortaleza de nacer a partir de la sinergia de las tres corporaciones conformando una planta física común en el Valle de Guatiguará.

5) Entonces Dr. Panqueva cuéntenos ¿Qué es la Corporación para la Investigación de la Corrosión? ¿Qué sectores atiende?

La CIC, es un Centro de Desarrollo Tecnológico, creado en el marco de la Ley 29 de 1990 o Ley de Ciencia y Tecnología. Tiene quince años de existencia y cuenta hoy en día con, aproximadamente, 68 funcionarios, cuyas competencias están aseguradas por su nivel de formación y experiencia certificada, a saber: 4 Doctores, 2 Magísteres, 15 Profesionales en Ciencias, 31 Ingenieros, 1 Certificado SSPC y 17 Certificados NACE. Durante estos años, la CIC ha prestado servicios y desarrollado proyectos para empresas nacionales y multinacionales de distintos sectores productivos, tales como, el de recubrimientos industriales: Usuarios y proveedores, el eléctrico: Generadores, transportadores y distribuidores, el marítimo, el aeronáutico, el automotriz y el de hidrocarburos: Petróleo y gas. Los requerimientos del sector marítimo y del sector hidrocarburos constituyen, hoy en día, el epicentro de los desarrollos tecnológicos y la generación de conocimiento que se originan en la CIC. La dinámica de su interacción con el sector hidrocarburos ha marcado el rumbo en su proceso evolutivo de los últimos diez años. Inclusive, con una visión, cuyo horizonte va más

allá de lo que es el fenómeno de la corrosión y sus mecanismos de control y mitigación, la CIC se prepara en la actualidad para, en el año 2011, ser en el mercado una opción tecnológica para la gestión de integridad que asegura técnicamente un negocio.

Así como en un hospital escuela, el ciclo de generación de conocimiento tiene lugar en función de la necesidad de solucionar o mitigar los problemas de salud de los pacientes que acuden a él, para el cumplimiento de su misión, la CIC ha hecho lo propio con el problema de la corrosión que generan las condiciones ambientales y los procesos industriales para el sector productivo. La Gestión de Corrosión nace en la demanda de un servicio. La Gestión de Conocimiento tiene lugar en la necesidad de identificar la causa raíz del problema. El resultado que se obtiene de acoplar la Gestión de Conocimiento a la Gestión de Corrosión es la innovación de un producto que se aplica como solución al problema fuente. Su comercialización a través de un proceso de oferta al mercado, permite permear el Desarrollo Tecnológico del país, con lo cual la CIC cumple su misión institucional.

En la actualidad, la visión de la CIC está migrando hacia nuevos horizontes. Para el año 2016 la meta propuesta es ser un Centro de Desarrollo Tecnológico de Excelencia, aceptado internacionalmente según los estándares establecidos por la Sociedad Fraunhofer en Alemania. El reconocimiento internacional de sus funcionarios como autoridades en corrosión e integridad; la internacionalización de sus actividades y la generación de empresas tecnológicas son los temas prioritarios en la agenda prevista para su desarrollo institucional durante los próximos cinco años.

6) Doctor Luis Enrique Sanabria Grajales, Usted es el Director de CORASFALTOS... Cuéntenos por favor... ¿Usted está de acuerdo con la consolidación de Nodo-TEC? ¿En que grado podría beneficiar o afectar a CORASFALTOS?

Sin duda, si estoy de acuerdo con esta Alianza Estratégica ya que se gesta para unir sinérgicamente fortalezas en I+D+I y potencializar la Competitividad de Santander en Colombia y en el ámbito internacional, atendiendo el llamado del Gobierno Nacional en el sentido de focalización de las acciones del Estado en el desarrollo de sectores estratégicos en el largo plazo, como lo contempla el documento CONPES 3582⁶.

Desde el punto de vista estratégico Nodo-TEC es la respuesta:

- Al acelerado crecimiento económico de los países, que exigen que las regiones aumenten sus niveles de productividad y competitividad, donde la variable de Innovación y Desarrollo Tecnológico, juega un papel importante para la generación de productos y/o servicios altamente competitivos, diferenciadores y con

⁶Política Nacional de Ciencia y Tecnología

alto valor agregado.

- A la necesidad de disminuir la brecha existente en la industria, frente a la utilización de nuevas tecnologías y hacia el desarrollo y dinamización de procesos de investigación e innovación, que le permita al sector productivo competir internacionalmente y estar preparados frente al entorno y a sus tendencias.
- A la necesidad de fortalecer el desarrollo regional, a partir de un impacto directo del accionar de los Centros de Desarrollo de Santander, en la formación de recurso humano especializado, creación de Nuevas Empresas Tecnológicas – NET, y a la generación de empleo calificado.

Y Finalmente, creo que ni CORASFALTOS, ni las demás instituciones se verán afectadas, por el contrario se deberán ver muy fortalecidas, porque Nodo-TEC, representa un modelo totalmente innovador que permite compartir los recursos inmersos en los procesos transversales, manteniendo la autonomía técnica de cada institución y dirigiendo esfuerzos comunes hacia la consolidación de Nuevas Empresas de Base Tecnológica NET, con el beneficio innegable para la sociedad.

calidad de los materiales y las buenas prácticas del sistema constructivo, evita pérdidas económicas que se derivan de la carencia de una infraestructura apropiada para el desarrollo económico del país, y los sobrecostos de la reconstrucción y recuperación de nuestras vías.

Estamos ubicados en el Parque Tecnológico de Guatiguará y nos enfocamos en realizar Investigación, Innovación y Desarrollo Tecnológico, a través de proyectos de alto impacto, los cuales han dado como resultados cinco (5) patentes y un portafolio de 10 productos especializados para el sector industrial. CORASFALTOS participa en redes internacionales de generación de conocimiento, promueve la internacionalización del sector industrial a través de misiones tecnológicas empresariales y del establecimiento de convenios de cooperación internacional. En este mismo sentido, prestamos servicios especializados de laboratorio para la evaluación de asfaltos y sus mezclas, la evaluación de suelos y agregados, y, brindamos asistencia técnica en obra utilizando nuestro laboratorio móvil. Promovemos la capacitación del personal, para ello contamos con un portafolio de 14 seminarios especializados que se dictan en diferentes ciudades del país, así como a nivel internacional; y cada dos años organizamos las Jornadas Internacionales del Asfalto donde participan expertos de los cinco continentes, y este año se celebra su séptima versión. La revista especializada Asfaltos & Pavimentos que tiene 10 años en el mercado, también ha sido uno de nuestros principales instrumentos de transferencia de información tecnológica para los sectores industrial, estatal y académico.

7) **Por último ¿Qué es la Corporación de Investigaciones en Asfaltos CORASFALTOS? ¿Qué sectores atiende?**

En primer lugar, CORASFALTOS le brinda calidad a las obras viales; este ha sido nuestro slogan y lo tenemos plenamente interiorizado. Nuestro reto es desarrollar y/o adaptar tecnología que garantice la calidad y durabilidad de las capas asfálticas en Colombia, parámetros que en conjunto con la

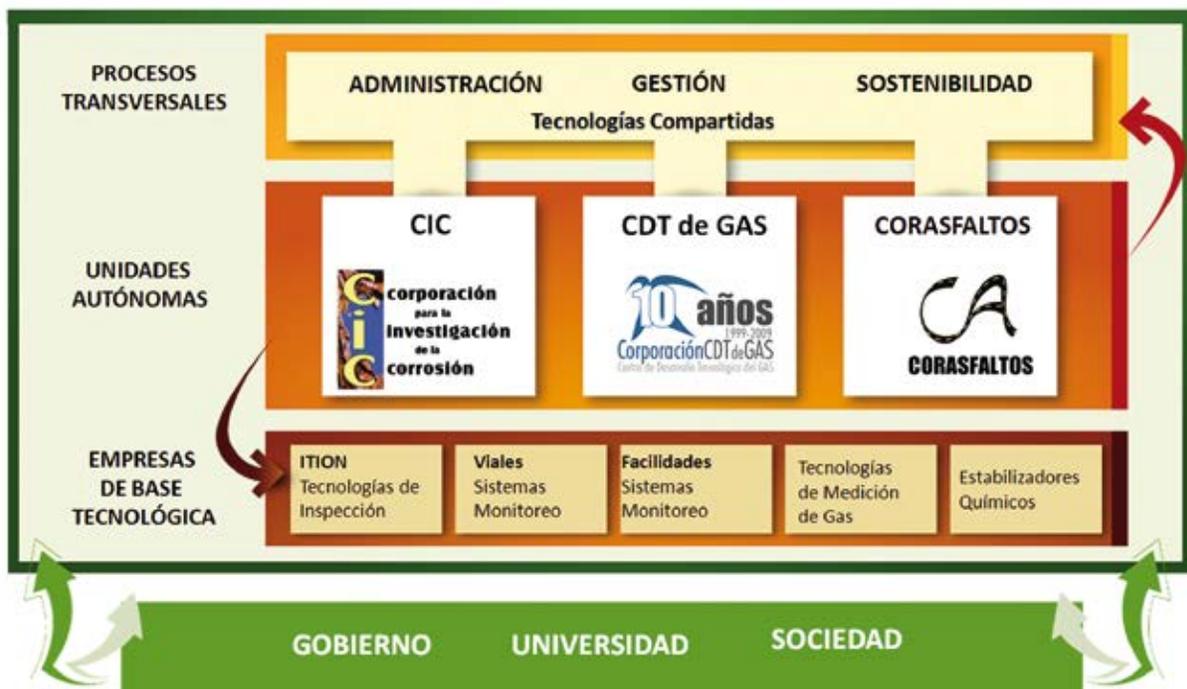


FIGURA 2. Nodo-TEC: Modelo de Gestión Innovador, Fuente: Nodo-TEC

CONCLUSIONES

A) De Nodo-TEC.



FIGURA 3. Nodo-TEC: Infraestructura planeada
Fuente: Nodo-TEC

Es clave enfatizar, que este tipo de iniciativas «destacables» (por el bien común), sólo se pueden hacer realidad a través de alianzas estratégicas institucionales, por ello, se vienen efectuando acercamientos con el gobierno departamental en cabeza del **Dr. Horacio Serpa Uribe** con el fin de demostrar las ventajas y las grandes oportunidades, y sin duda, para lograr su apoyo buscando la construcción de infraestructura propia para la asociación. De la misma forma es importante resaltar que la Autonomía Institucional, el Permanente Crecimiento y la Robustez Financiera, hacen parte de las necesidades mínimas que requiere esta asociación, por ello se han considerado de cumplimiento obligatorio, si realmente se desea lograr que los retos establecidos se hagan realidad.

La Asociación Nodo-TEC fortalece y fomenta una interfase entre la industria, la universidad, la sociedad y el gobierno, y será un propósito fundamental para extender su vida operativa en el mediano y en el largo plazo, pasando de la Autosostenibilidad actual de las corporaciones, hacia la Rentabilidad en un período de tiempo especificado, dado que los recursos disponibles como apoyo del gobierno, tradicionalmente han sido insuficientes y éstos marcan la pauta hoy, para mantener el ritmo de crecimiento institucional. Con el logro de dicha Rentabilidad, se contará con una fuente de recursos frescos apropiados para reinvertir en más y mejor equipamiento laboratorial, en mayores oportunidades de aprendizaje en Colombia y en el extranjero, y en más y mejores áreas para continuar

el crecimiento institucional de tal forma que se pueda dar soporte con firmeza y con conocimiento a las necesidades tecnológicas regionales y por supuesto las del país.

Sin duda, serán fundamentales también las fortalezas actuales de Nodo-TEC: son ellas los apoyos internacionales logrados hasta el momento, el conocimiento apropiado y la inmensa infraestructura disponible, la cual en conjunto suma más de 12 mil millones de pesos, sumas que en entornos como el colombiano, son imprescindibles para el desarrollo nacional.

B) Del Parque Tecnológico de Guatiguará.

En consideración del autor, deben existir varios caminos para lograr que el objetivo final se haga realidad (que el parque Tecnológico de Guatiguará funcione y obtenga resultados innovadores), pero para hacerlo en el menor tiempo posible, y no dejar pasar la presente oportunidad, es necesario comenzar a trabajar de forma armónica e inmediata en la búsqueda de una «alternativa concertada», que permita que el Gobierno Nacional, el Departamental y los Municipales en torno a la Universidad, los CDT, los Grupos de Desarrollo Productivo y de Investigación, logren atraer al SECTOR PRODUCTIVO para construir con ellos, la nueva y necesaria transformación regional y nacional, de lo contrario continuaremos en lo mismo y con las mismas, desaprovechando, las oportunidades que se nos presentan.

No quiero dejar de un lado “lo que piensan, de los santandereanos, la mayoría de colombianos” en torno a la capacidad de establecer relaciones armónicas para lograr objetivos comunes... Es tiempo de enviar un mensaje positivo... nos corresponde entonces dar «buen ejemplo» a nuestras nuevas generaciones. Dejemos atrás cualquier deseo de connotación individual y asociémonos en aras de un solo propósito: “Sacar adelante, en el menor tiempo posible, el Parque Tecnológico de Guatiguará, con el esfuerzo de todos”.

AGRADECIMIENTOS ESPECIALES

En especial al Doctor Humberto Pradilla, Director de la CBE, quien dedicó parte de su apreciable tiempo para conversar sobre el Parque Tecnológico de Guatiguará, para brindar su visión acerca de su futuro. A los Doctores mencionados en el texto por sus aportes al desarrollo tecnológico y científico del país. Estoy seguro que pronto se verán las consecuencias.

Facilidades Tecnológicas para Brindar Trazabilidad a las Mediciones de Gases en Colombia

Germán José Covelli gcovelli@cdtdegas.com
Corporación Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas

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

Resumen:

La Ciencia, la Tecnología y la Innovación son una fuente de desarrollo y crecimiento económico, según se hizo evidente en el Consejo Nacional de Política Económica y Social -CONPES 3582 "Política Nacional de Ciencia y Tecnología". Igualmente lo son en la "Visión 2019, Colombia II Centenario" para convertir las ventajas comparativas de nuestro país, en ventajas competitivas y por ello se destaca y se resalta el apoyo que decide dar el Departamento Administrativo de Ciencia e Innovación – COLCIENCIAS a los procesos de fortalecimiento y certificación de laboratorios de universidades y centros de investigación y de desarrollo tecnológico en el documento "Colombia Construye y Siembra Futuro". La Corporación Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas - CDT de GAS, desde hace 10 años contribuye con este esfuerzo tecnológico y en el presente artículo se describe la infraestructura disponible a nivel nacional, que merece destacarse, debido a su aporte al mejoramiento de los procesos productivos, en razón a la transversalidad de la metrología. Se presenta la importancia de realizar aseguramiento metrológico en los equipos involucrados en procesos de medición de gases y los beneficios que esto trae. Finalmente se describe parte del proceso llevado a cabo para consolidar dicha infraestructura metrológica, y para la transformación del CDT de GAS, de un laboratorio de metrología, a un Centro de Desarrollo de Soluciones Tecnológicas que hace uso eficiente de la metrología aplicada en los procesos productivos y en general en la sociedad colombiana.

1 INTRODUCCIÓN

A través de la historia, el hombre ha utilizado la medición como una herramienta que le permite conocer la cantidad de producto comercializado. Con el paso del tiempo, se han mejorado los procesos de medición así como los equipos usados para este fin. Hoy en día se cuenta con gran cantidad de tecnologías que permiten medir casi cualquier fenómeno al que se le pueda atribuir un mensurando¹, y la medición de gases no es la excepción. Dentro de los instrumentos disponibles para la medición de flujo y volumen de gases existen diferentes tipos de tecnologías que se pueden dividir por su alcance en bajos, medios y altos caudales. En aquellas utilizadas para medir bajos caudales se encuentran los medidores másicos, los térmicos y los caudalímetros en general, además de las boquillas sónicas y los orificios críticos, que igualmente se encuentran disponibles para todos los alcances de medición. En medios caudales vale la pena resaltar las tecnologías de diafragma, cámaras húmedas, rotativos y pequeñas turbinas. Para los altos caudales se encuentran entre otros las turbinas, los medidores ultrasónicos -USM por sus siglas en inglés- sin dejar a un lado la tecnología de placas de orificio, que es útil para cuantificar el gas manejado generalmente en plantas de proceso.

Con respecto a los campos de aplicaciones de las tecnologías utilizadas para medición de bajos caudales de gases, se debe hacer referencia a las mediciones realizadas por grupos y centros de investigación, porque de los resultados emitidos en este tipo de escenarios, dependen grandes inversiones y apuestas tecnológicas que transforman una industria, un proceso. Tampoco puede omitirse el hacer referencia a las mediciones de bajos caudales de gases, realizadas para el control ambiental de emisiones, detección de fugas, y nunca y de ninguna forma, aquellas mediciones realizadas en sector médico o biomédico, específicamente en aplicaciones de flujo de gases medicinales, en la cual se realiza la medición de gases como el N_2O ² y el O_2 , además de otro tipo de gases como el CO_2 , aire, N_2 , He, etc. Se resalta al respecto que los volúmenes medidos con estas tecnologías, son pequeños en comparación con procesos de medición de gas natural, pero al igual que estos, las consecuencias de realizar una medición errónea, puede generar, desde un inadecuado control de proceso, hasta pérdidas humanas.

En el campo de acción de los medios caudales de gases se destacan las mediciones residenciales, es-

¹Se define como mensurando, según el VIM[1] a la magnitud que se desea medir.

²Oxido Nitroso (N_2O), utilizado comúnmente en pequeñas dosis como analgésico en partos.

³Se define trazabilidad, según el VIM como propiedad de un resultado de medida por el cual el resultado puede relacionarse con una referencia mediante una cadena ininterrumpida y documentada de calibraciones, cada una de las cuales contribuye a la incertidumbre de medida.

⁴Se define exactitud, según el VIM como la proximidad entre un valor medido y un valor verdadero de un mensurando.

⁵Para Colombia Presión=14,65psi y T=60°F [3] (En producción y transporte de gas natural aún se utilizan unidades del sistema inglés).

tablecimientos comerciales y pequeñas industrias, en donde generalmente se busca asegurar trazabilidad³ por medio de los fabricantes de medidores, que realizan pruebas de funcionamiento en fábrica para garantizar su correcta medición. Este concepto ha venido cambiando en los países latinoamericanos y especialmente en Colombia, dado que una buena medición, depende también de una calibración inicial, de las condiciones de operación y del paso del tiempo, factores que afectan directamente la exactitud⁴ de los medidores. Una forma de garantizar una correcta medición es por medio de la implementación de un programa de aseguramiento metrológico en el cual se establezcan periodos de calibración de acuerdo a las características metrológicas y del tipo de proceso. Ahora bien, la trazabilidad del patrón utilizado es imprescindible para generar un ambiente de confianza y seguridad en torno al proceso de calibración. Es por ello que la calibración se debe realizar en un laboratorio competente que brinde trazabilidad a patrones nacionales o internacionales reconocidos.

Y finalmente, la medición de gases a altos caudales, que es quizás la mayor problemática que enfrentaba el país en materia de medición de flujo de gases en la pasada década, y estaba relacionada con la escasa infraestructura metrológica que permitiera a las empresas verificar el estado metrológico de sus equipos y obligaba a tomar dos acciones: (1) el enviar medidores de gas desde Colombia hacia países que contaban con esta infraestructura como Estados Unidos, Canadá, Alemania y Holanda, con sus respectivas cargas económicas, trámites aduaneros y riesgos asociados ó (2) no calibrar simplemente éstos importantes equipos, colocando en riesgo la confiabilidad de sus mediciones. Actualmente esta situación se ha venido solucionando, dado que el CDT de GAS, proyectó con la colaboración de sus asociados tecnológicos internacionales, un programa con horizontes a mediano y largo plazo, encaminado hacia la consolidación de la infraestructura metrológica colombiana en materia de medición de flujo de gases, apoyando a la industria en los procesos de aseguramiento de sus mediciones.

Es de anotar que la medición de gases representa un gran reto debido a las variables de influencia que pueden afectar la medición, por ejemplo la variación de la presión y/o la temperatura, ó la variación de la compresibilidad del gas, es por ello que se establecen condiciones estándar⁵ para brindar confiabilidad a su comercialización. En este sentido para medir gases generalmente se hace imprescindible contar con equipos para medir la presión, la temperatura, y otras propiedades del fluido, que permiten llevar el volumen medido de condiciones de flujo a condiciones estándar. Sin duda entonces, en grandes volúmenes de gases y en especial en procesos de transferencia de custodia, la medición del flujo de gas es equivalente al flujo de dinero, es por ello que un pequeño error asociado a la medición, puede traer como consecuencia una enorme pérdida económica[2] .

Por consiguiente, los sectores involucrados en me-

dición de gases, sea cual sea su aplicación, deben garantizar transparencia en sus mediciones seleccionando equipos adecuados al tipo de proceso y manteniéndolos dentro de los límites de error e incertidumbre⁶ permisibles y aplicables a cada uno de ellos.

2 MINIMIZACIÓN DE RIESGOS Y MEDICIÓN SEGURA A PARTIR DE CALIBRACIÓN

Está muy claro que existe la necesidad de medir el flujo de gases, ya sea para realizar facturación (pequeña, mediana y gran industria), para realizar control en procesos ó para investigación y desarrollo (laboratorios, clínicas, centros de investigación y universidades). Un pequeño error en la medición puede generar consecuencias tales como:

- Pérdidas económicas, si se está llevando a cabo medición para facturación o si no se puede realizar un adecuado control de procesos donde el flujo de gas es insumo o producto.
- Desbalances en procesos de transferencia de custodia.
- Consecuencias irreversibles en la salud de un paciente y hasta pérdidas humanas, si se está llevando a cabo un proceso de medición con objeto de dosificar gases medicinales a pacientes[3] .
- Incapacidad de reproducir procesos de investigación y desarrollo debido a carencia de resultados técnicamente validos.
- Pérdida de productos en procesos industriales por no cumplir con las especificaciones de calidad.

Actualmente se enfrenta un problema de falta de aseguramiento metrológico, pues son pocas las empresas de los sectores productivos que tienen claras las

consecuencias que puede ocasionar un pequeño error en la medición; generalmente son las que manejan grandes volúmenes de gases o están regidas por alguna normativa de carácter obligatorio. En la mayoría existe la noción de que el instrumento «mide bien» durante toda su vida útil, cuando su proveedor da garantía de ello diciendo: “nuestros medidores no requieren calibración”. En otras, en donde se es medianamente consciente, se piensa en un programa de calibración periódica, pero aún viene a la mente, más gasto que beneficio. Estas convicciones ponen en grave riesgo la confiabilidad de los resultados emitidos. No basta con realizar la calibración inicial, los cuidados de un equipo calibrado deben ser extremos, cualquier incidencia puede variar los resultados obtenidos. Está demostrado que con el simple paso del tiempo los medidores pueden presentar desviaciones [5] , es decir, lo que verdaderamente ingresa puede ser significativamente diferente a lo registrado por el medidor.

Las características de desempeño metrológico que inciden directamente sobre los diferentes tipos de tecnologías utilizadas para medir el volumen o caudal de gases son: el error⁷ y la repetibilidad⁸. Estas son especificadas en normativas de referencia asociadas a organismos internacionalmente reconocidos como AGA, ISO, ANSI y OIML entre otros. En la Tabla 1 se presentan los límites de error establecidos por algunas de las normativas mencionadas anteriormente según el tipo de medidor.

Los sistemas de medición poseen diferentes exigencias de acuerdo al tipo de proceso que se está llevando a cabo. En Colombia, para procesos de transferencia de custodia la CREG¹⁰, estableció el control sobre “los márgenes de error en la medición”, para

Tecnología	Intervalo de medición				REF
	Qmin≤Q<Qt		Qt≤Q≤Qmax		
	Nuevo	Servicio	Nuevo	Servicio	
Diafragma	±3%	-6%, +3%	±1,5%	±3%	NTC 2728[6]
	±3%	±6%	±1,5%	±3%	OIML 137-1[7]
	±2%	±2%	±1%	±1%	ANSI B109.1[8] ANSI B109.2[9]
Rotativo	±1%	±1%	*	*	ANSI B109.3[10]
Turbina	±1,5%	±1,5 %	±1%	±1%	AGA 7[11]
	±2%	±2%	±1%	±1%	ISO 9951[12]
Másico	*	±1,5%	*	±1%	AGA 11[13]
Ultrasónico	±1,4%	±1,4%	±1%	±1%	AGA 9[14]

Tabla 1 Límites de Error normativos⁹.

⁶El VIM define incertidumbre como el parámetro no negativo que caracteriza la dispersión de valores atribuidos a un mensurando, a partir de la información que se utiliza.

⁷Se define error, según el VIM a la diferencia entre un valor medido de una magnitud y un valor de referencia.

⁸Se define repetibilidad, según el VIM como la condición de medición, dentro de un conjunto de mediciones que incluye el mismo procedimiento de medida, los mismos operadores, el mismo sistema de medida, las mismas condiciones

de operación y el mismo lugar, así como mediciones repetidas del mismo objeto o de un objeto similar en un corto periodo de tiempo.

⁹Tecnologías como cámaras húmedas, caudalímetros y flujómetros no fueron presentadas en la tabla, debido a que estas generalmente tienen como referencia los límites estipulados por los fabricantes.

¹⁰Comisión de Regulación de Energía y Gas, aplicable para Colombia.

¹¹Reglamento Único de Transporte de Gas para Colombia[4] .

ello el RUT¹¹ especifica un margen de error máximo permisible del 1,0% en los equipos involucrados en la medición de variables de proceso. Si los equipos se encuentran por fuera de este límite, la medición se considera inexacta y los equipos deben ser ajustados con una exactitud acorde a los márgenes de error establecidos. También se establece un control sobre el error combinado de los equipos involucrados en la medición, si esto afecta el volumen medido, con una desviación permisible de $\pm 1,0\%$.

Por otra parte, las empresas que desarrollan procesos productivos, investigación o desarrollo y que pretenden ser competitivas en su entorno, siempre buscan que su sistema de aseguramiento de la calidad esté certificado bajo normas como la ISO 9000 o la ISO 17025; ahora bien, los laboratorios clínicos van un poco más allá y buscan certificación bajo la ISO 15189 (en Colombia la Norma Técnica NTC 5250), como lo referencia el ICONTEC¹²[15] [5]. Para todas ellas, sea cual sea la norma que aplique, siempre lleva consigo el requisito de aseguramiento metrológico.

El aseguramiento metrológico establece entre otros aspectos periodos de calibración que permiten conocer el error del medidor, la repetibilidad y un estimado de la incertidumbre asociada a la cadena de trazabilidad y al desempeño metrológico propio del medidor (repetibilidad), de esta forma facilita la toma de decisiones y reduce las pérdidas económicas derivadas de mediciones deficientes. Por otro lado, se garantiza que los equipos estén operando dentro de los límites permisibles, cumpliendo con las normativas aplicables y con los requisitos de calidad de proceso.

A continuación se presentan dos ejemplos en los cuales se puede ver la importancia de realizar aseguramiento metrológico en los equipos involucrados en procesos de medición de gases y los beneficios que esto trae asociado.

2.1 EJEMPLO 1: MEDICIÓN A BAJOS Y MEDIANOS CAUDALES

Caso: Un reconocido Centro Médico suministra oxígeno medicinal a pacientes con dificultades respiratorias. El equipo para suministrar el gas posee un caudalímetro utilizado para succionar el aire del medio ambiente y mezclarlo con el oxígeno en proporciones adecuadas¹³.

¹²Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación.

¹³Generalmente se suministran porcentajes de oxígeno del 24 - 28% (3 - 6 L/min), si el paciente tiene antecedentes de insuficiencia respiratoria crónica y de 40 - 50% (12 - 15 L/min) para casos de patología cardíaca y asma[18].

¹⁴Verificaciones realizadas a diferentes caudalímetros han evidenciado errores de hasta $\pm 25\%$ en la lectura de caudal[16].

¹⁵El ejemplo supone que se presenta el error máximo permisible estipulado por el fabricante de $\pm 5\%$, pero puede llegar a ser mayor.

¹⁶Según ILAC (International Laboratory Accreditation Cooperation), la competencia técnica de un laboratorio depende de un número de factores incluyendo: calificaciones, entrenamiento y experiencia del personal, equipo apropiado - calibrado y mantenido correctamente, procedimientos adecuados de aseguramiento de la calidad, métodos y procedimientos de pruebas válidos y apropiados, trazabilidad de la medición a normas nacionales y/o internacionales, procedimientos apropiados para reportar y registrar resultados y facilidades apropiadas para efectuar pruebas.

¹⁷Se toma una equivalencia de US\$1 como \$2000 pesos colombianos.

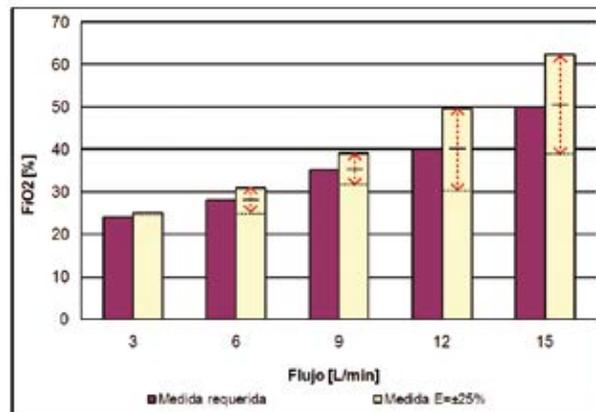


Figura 1 Suministro de FiO₂ – Diferencia entre las mediciones del caudalímetro sin calibrar¹⁵ y calibrado.

Problema: El caudalímetro no ha sido calibrado. Se pone en grave riesgo la salud de los pacientes debido a que se desconoce la exactitud real del equipo; según el proveedor esta puede llegar a ser de $\pm 5\%$ ¹⁴.

Consecuencias: El oxígeno, como cualquier medicamento debe ser suministrado en dosis exactas. El suministro de dosis que contienen altas concentraciones de oxígeno (superiores al 50%) en tiempos prolongados pueden provocar deficiencias respiratorias[17].

Solución: Calibración periódica del medidor en un laboratorio acreditado o competente¹⁶ que brinde trazabilidad y un nivel de incertidumbre adecuado para el proceso.

Costo de la solución: La calibración en un laboratorio nacional que opera a condiciones cercanas a las atmosféricas puede llegar a costar alrededor de \$500.000 pesos colombianos (US\$250¹⁷) para este tipo de medidores.

Resultado de la solución: Se conoce el estado metrológico del medidor (Error e incertidumbre). El caudalímetro puede ser ajustado dentro de la exactitud especificada por el fabricante.

Conclusión: Seguridad y confianza en las mediciones, disminución de riesgos, tanto para el paciente como para el centro médico, gracias a que la dosis suministrada es la adecuada para cada tratamiento.

2.2 EJEMPLO 2: MEDICIÓN A ALTOS CAUDALES

Caso: Facturación para un consumidor industrial que maneja 1'500.000m³ por mes. Una empresa XX adquirió un medidor tipo turbina con calibración en un laboratorio extranjero reconocido, Error=0,01% con U=0,12% para el intervalo de operación.

Costos asociado al consumo: \$584,64 pesos por m³, es decir \$876'960.000 por mes (US\$438.000/mes).



Figura 2 Incremento del error de un medidor con el paso del tiempo.

Normativa aplicable: Reglamento Único de Transporte – RUT. Límite Error máximo permitido=±1,0%, referenciado al AGA 7.

Problema: No se cuenta con un adecuado programa de aseguramiento metrológico. El medidor utilizado no ha sido calibrado después de su adquisición hace más de 5 años. Al calibrarlo se detectó un error de -1,5%. (Ver figura 2)

Consecuencias: Pérdida estimada en \$157'852.800 de pesos por año (US\$78.925/año). El proceso de transferencia de custodia se puede ver deteriorado por el continuo desbalance en la medición. El medidor se encuentra fuera del límite permisible por la normativa poniendo en riesgo el suministro por parte del remitente.

Solución: Calibración periódica del medidor¹⁸ en un laboratorio reconocido que brinde trazabilidad y un nivel de incertidumbre adecuado para el proceso.

Costo de la solución: La calibración en un laboratorio nacional que opera a condiciones cercanas a las atmosféricas puede llegar a costar alrededor de \$4'000.000 de pesos (US\$2000). La pérdida máxima asociada a la incertidumbre (0,2% k=2) sería de \$21'047.040 pesos por año. (US\$10.523/año).

Resultado de la solución: Se conoce el estado metrológico del medidor (Error, repetibilidad e incertidumbre).

Conclusión: Si a la pérdida estimada inicialmente, se le restan las pérdidas asociadas a la incertidumbre y el costo anual de la calibración podemos hablar de \$134'805.760 pesos ahorrados por año (US\$67.400/año), además de la confianza, transparencia de la medición y el cumplimiento de las normativas y regulaciones aplicables.

Debe quedar claro que el error puede ser corregido, pero la incertidumbre no; esta última debe ser el principal punto de atención en los procesos de medición, entre más baja sea la incertidumbre asociada a una medición menor es el riesgo asumido en producción, balances, pérdidas, eficiencia, etc. Por lo anterior se hace importante que a nivel nacional se cuente con in-

fraestructura metrológica que permita llevar a cabo la calibración de medidores con niveles de incertidumbre adecuados para cada proceso [19].

3 INFRAESTRUCTURA METROLÓGICA AL ALCANCE DE SUS NECESIDADES.

El estudio prospectivo realizado por el CDT de GAS a finales del año 2002 [20] [15], tuvo como objetivo principal identificar el plan de desarrollo tecnológico para el sector gas en Colombia; en esa época ya se tenía la noción de la exactitud para procesos de transferencia de custodia o contrato de propiedad. Según este documento, centros de investigación nacional estudiaban la posibilidad de desarrollar proyectos que involucraban infraestructura para la calibración de medidores de gas a bajo caudal, orientados a prestar servicios que garantizaran exactitud en la medición. El CDT de GAS apoyaba este proceso gracias a que en este año, ya contaba con un (1) patrón primario tipo campana gasométrica y tres (3) patrones secundarios tipo cámara húmeda que le permitían apoyar los procesos nacionales mediante la calibración de medidores de gas a bajo caudal (0,016m³/h a 25 m³/h).

La Corporación CDT de GAS fue un paso adelante, e inició un estudio de factibilidad técnica y económica para el desarrollo de la totalidad de la infraestructura requerida en Colombia para asegurar las mediciones de volumen y caudal de gases, incluyendo patrones para la calibración de medidores de gas a bajo, medio y alto caudal. De esta forma, y con apoyo del Estado a través de las convocatorias abiertas por COLCIENCIAS-SENA, en una primera fase se desarrolló la infraestructura metrológica para la calibración de medidores hasta un alcance máximo de 250 m³/h.

Desde entonces y durante siete (7) años, con la colaboración de asociados tecnológicos nacionales e internacionales, se emprendió el desarrollo de la Infraestructura provista de patrones primarios y bancos de calibración con patrones secundarios necesarios para brindar trazabilidad en flujo de gases a los diferentes sectores de la economía nacional, y en razón a la transversalidad de la metrología se logró consolidar un proceso global e integral que ha permitido el posicionamiento de Colombia en el entorno internacional, destacándose que la infraestructura disponible se encuentra a la par de la existente en Brasil y Argentina actualmente. En la Figura 3 se aprecia el plan de acción y los logros obtenidos.

Como es evidente, el plan de acción se desarrolla desde el año 2000 y tiene vigencia hasta el año 2013. Se destaca el acercamiento del proceso con el marco normativo nacional e internacional, el cual dio inicio con la comprensión conceptual de los fenómenos que afectan la medición, y a la fecha se concreta un Centro de Desarrollo especializado en la búsqueda de Soluciones Tecnológicas a partir de las necesidades de la sociedad. Un análisis particular, se muestra a continuación.

¹⁸Para el ejemplo, se consideró una calibración cada dos años

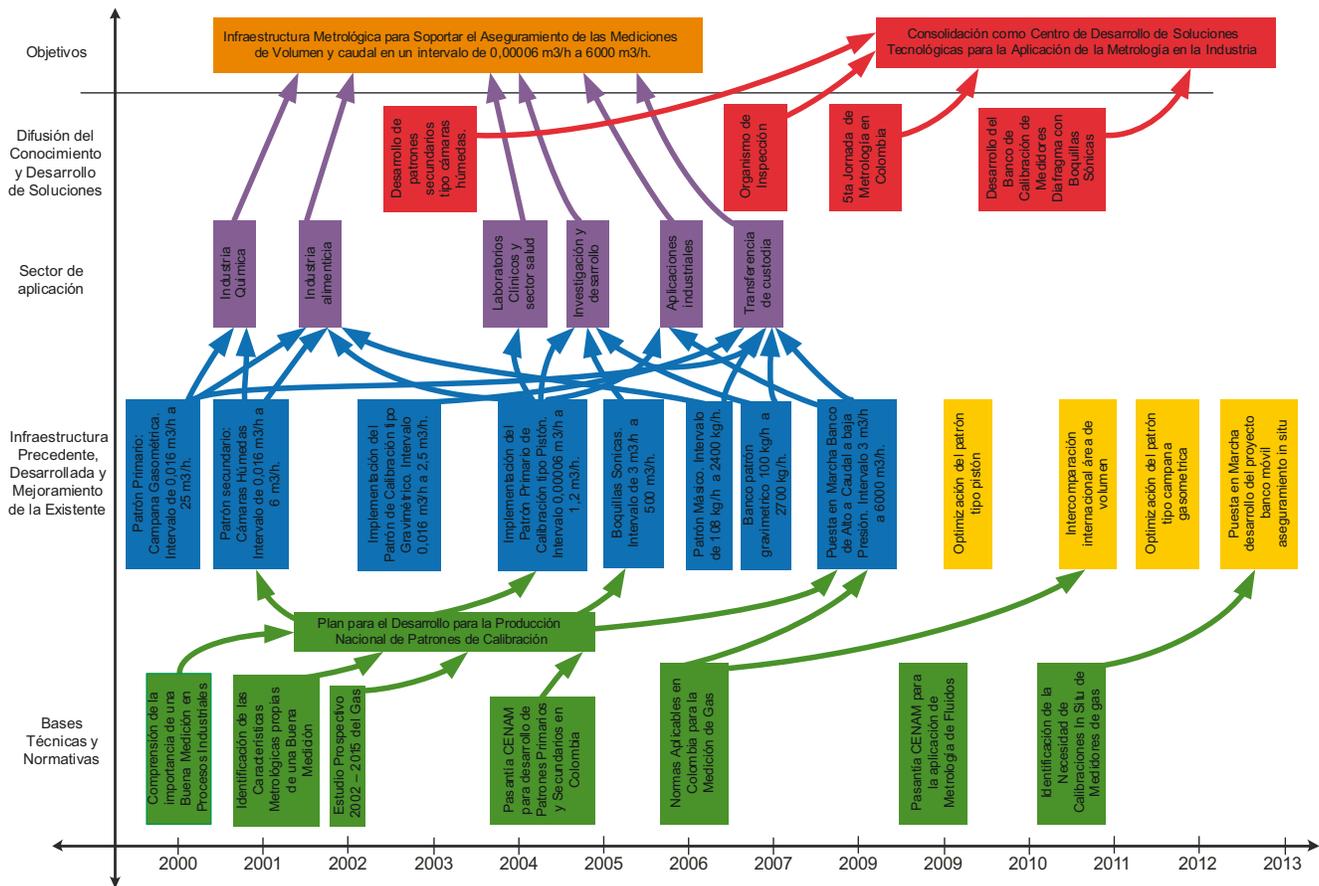


Figura 3 Consolidación de la infraestructura en el CDT de GAS.

3.1 BASES TÉCNICAS Y NORMATIVAS

El CDT de GAS inició un proceso de apropiación y generación de conocimiento a partir del estudio de las tecnologías de medición y los principios de calibración disponibles en los principales países líderes en medición de fluidos, además del estudio de las normativas aplicables a los sectores relacionados con la medición de gases. Gracias a las buenas relaciones establecidas con el Centro Nacional de Metrología de México CENAM¹⁹ y con el IPT²⁰, el CDT de GAS ha fomentado el conocimiento de sus profesionales a través de pasantías internacionales que han servido para afianzar conocimientos y compartir experiencias en relación a situaciones encontradas durante el desarrollo de su infraestructura metrológica y en la prestación de los servicios tecnológicos. Hoy en día cuenta con el personal competente que le ha permitido consolidar su infraestructura metrológica en beneficio de la medición de gases en Colombia.

Un aspecto que debe ser resaltado es la gran diferencia que existe entre adquirir infraestructura y desarrollarla. Con la adquisición es probable que se resuelva la necesidad, pero el know-how se queda en manos de terceros, y como consecuencia se inicia una dependencia tecnológica que estanca el desarrollo nacional. El desarrollo propio de patrones –tal como lo viene haciendo el KRIS²¹ de Corea- trae consigo la

¹⁹Centro Nacional de Metrología - México

²⁰Instituto de Pesquisas Tecnológicas - Brasil.

²¹Korea Research Institute of Standards and Science

apropiación de conocimiento relacionado con la mecánica de fluidos, fenómenos de flujo, instrumentación y control, métodos numéricos, diseño e innovación en procesos de manufactura, y otras tantas áreas que soportan el desarrollo de este tipo de patrones y bancos de calibración.

3.2 INFRAESTRUCTURA DESARROLLADA

En el 2003, se desarrolló el patrón tipo gravimétrico por aspiración, con el cual se logró disminuir la incertidumbre a bajos caudales en comparación a las obtenidas con los patrones tipo cámara húmeda con los que contaba la Corporación. Con base en estudios sobre la tecnología de medición tipo cámara húmeda, se desarrolló el primer producto tecnológico: un patrón secundario tipo cámara húmeda, el cual hoy es comercializado en Colombia, Perú y Ecuador. Este producto integró la fabricación y el ensamble de todos los componentes mecánicos con el apoyo de la industria metalmeccánica local, con lo cual se comprobó que se podían realizar innovaciones tecnológicas de este tipo en Colombia.

En el 2004 se desarrolló el banco de calibración con patrones tipo boquillas sónicas, con el cual se lograba, en ese momento, ampliar el intervalo de calibración al doble de la capacidad con que contaba el país, pero lo más importante es que se inició la apropiación de conocimiento en fenómenos relacionados con flujo crítico. Paralelo a este desarrollo y debido al rápido

avance del Gas Natural Vehicular (GNV) en Colombia, se iniciaron estudios acerca de la tecnología de medición tipo coriolis (medidores másicos). Como parte del estudio, se adquirió un patrón másico y se integró a un sistema de automatización y control, conformando un patrón de referencia para la calibración de surtidores de GNV. Gracias al conocimiento adquirido en el perfeccionamiento del patrón gravimétrico, se desarrolló un banco de calibración que opera con este principio y que permite la calibración de esta tecnología de medición.

Hacia finales de ese mismo año, se presentó como novedad el desarrollo del primer patrón primario tipo pistón orientado a la calibración de medidores de gases a bajo caudal. La industria regional mostró su po-

tencial en la manufactura de componentes mecánicos con alto grado de precisión y ajuste dimensional; su desarrollo involucró el conocimiento de nuevos materiales y la integración de software para la automatización de todo el proceso de calibración.

En el año 2008 se culminó el desarrollo del banco de alto caudal, el cual utiliza patrones tipo turbina y rotativo (inclusive se está integrando actualmente un patrón tipo ultrasónico de última tecnología), y fue diseñado con el firme propósito de convertirse en la primera facilidad desarrollada en Colombia, para estudiar los fenómenos de flujo que afectan las mediciones. Esta facilidad permitió acumular conocimiento y aplicarlo para el diseño y construcción de termopozos, platinas de orificio, placas restrictoras de flujo, acondicionado-

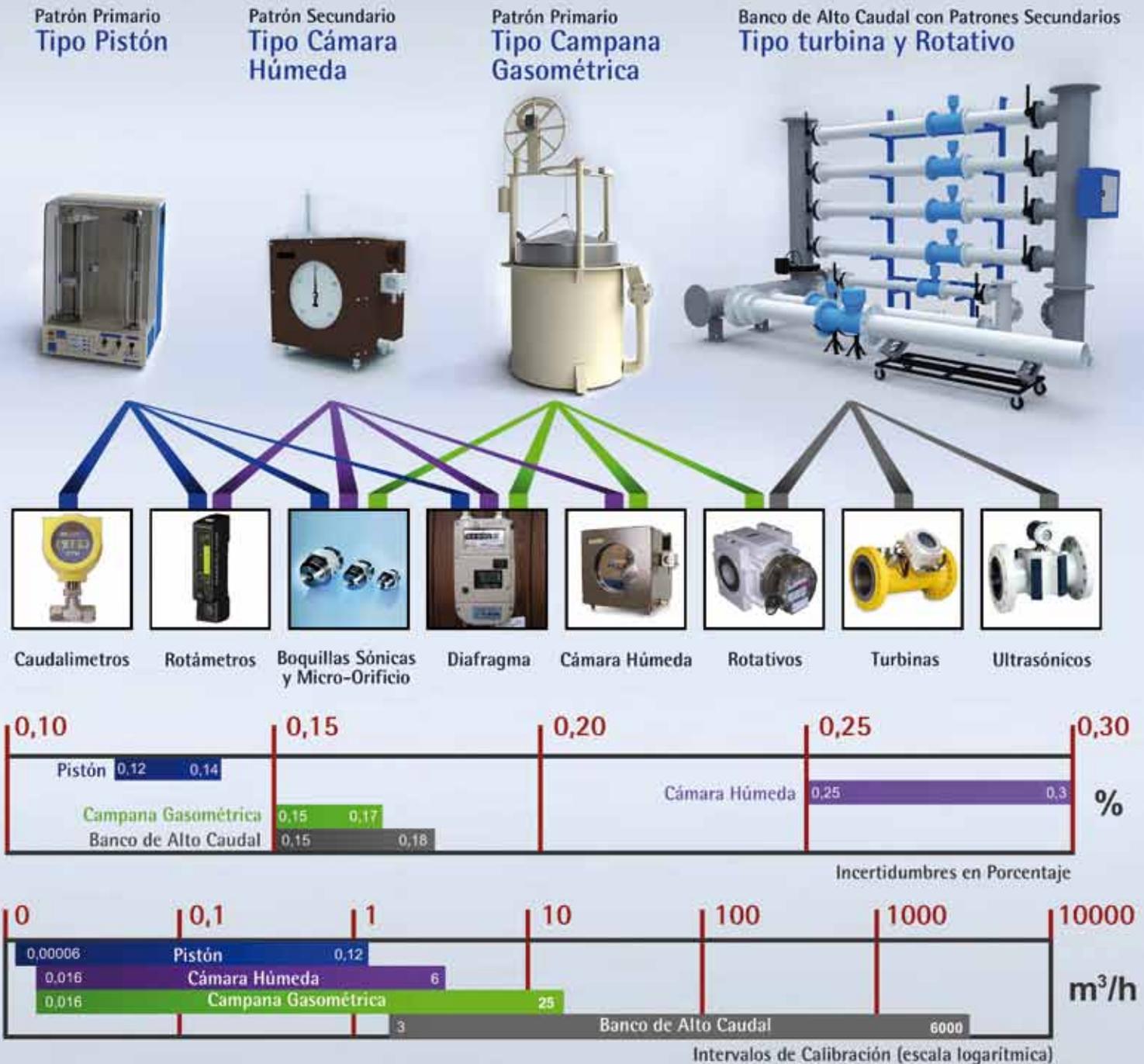


Figura 4 Capacidad metrológica para la Calibración de medidores de Volumen en el CDT de GAS.

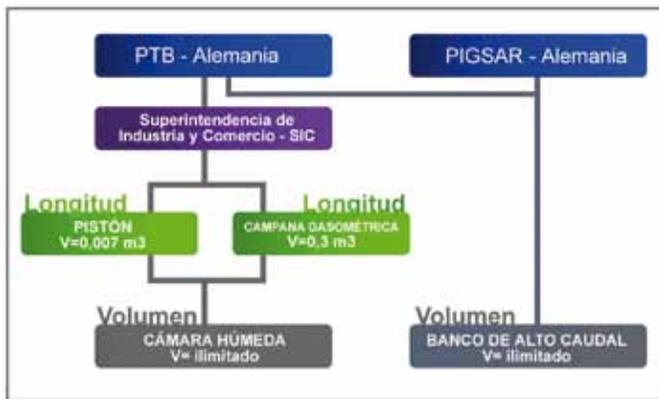


Figura 5 Trazabilidad de las mediciones en Volumen del CDT de GAS.

res de flujo para montaje entre bridas, y últimamente los tubos de medición con lo cual se dio un gran paso para la oferta de Skid de Medición para procesos operativos comunes y/o para transferencia de custodia de líquidos y gases dando cumplimiento a los parámetros establecidos en los estándares de referencia y en la regulación vigente.

Una descripción del trabajo realizado puede verse en la Figura 4, en donde se presentan los patrones y bancos de calibración que integran la infraestructura metrológica del CDT de GAS y los diferentes tipos de tecnologías que pueden ser calibradas con cada uno de ellos. Se incluyen dos escalas: una presenta los intervalos de operación y la otra la incertidumbre típica que puede obtenerse con cada uno de estos patrones.

Como resultado de todo este proceso, la Corporación CDT de GAS en la actualidad, posee facilidades tecnológicas para el aseguramiento de las mediciones de flujo y volumen de gases con un intervalo de calibración amplio (0,00006 m³/h hasta los 6000 m³/h), con niveles de incertidumbre adecuados a los procesos de la industria o transferencia de custodia y con infraestructura de calibración trazable a patrones nacionales e internacionales.

En la Figura 5 se muestra la carta de trazabilidad de las mediciones en volumen del CDT de GAS. Como se puede observar, los patrones primarios tipo pistón y campana gasométrica son calibrados por método dimensional conocido como “strapping” [21], los instrumentos de medición utilizados en este proceso tienen trazabilidad a patrones dimensionales de la SIC²² y al PTB²³ de Alemania. Los patrones secundarios tipo cámara húmeda son calibrados a su vez, con los patrones tipo campana gasométrica y tipo pistón del CDT de GAS, siguiendo la cadena de trazabilidad a la SIC y al PTB. Los patrones tipo turbina y rotativo del banco de alto caudal, tienen trazabilidad a los patrones de volumen del PTB y PIGSAR²⁴.

El siguiente paso tecnológico está orientado a crear la

²²Superintendencia de Industria y Comercio.

²³Physikalisch Technischen Bundesanstalt.

²⁴German High-Pressure National Standard

infraestructura requerida para satisfacer las necesidades in-situ; es decir trasladar los equipos de medida y los profesionales competentes hasta los procesos. En síntesis el proyecto tiene como meta conjugar toda la infraestructura disponible en un laboratorio móvil que llegue directamente a solventar dichas necesidades y permita el aseguramiento de las mediciones.

3.3 FACILIDADES, TECNOLOGÍAS Y SECTORES DE APLICACIÓN

El patrón tipo pistón (ver Figura 3 y 4) permite realizar el aseguramiento metrológico de diferentes equipos de medición como por ejemplo: micro-orificios o venturris, los cuales son utilizados como medidores de flujo de aire para el monitoreo ambiental, en aplicaciones medicinales o en la industria automotriz en donde se utiliza para realizar la medición del flujo de aire inductor; los caudalímetros son utilizados para la medición de gases en múltiples aplicaciones de las industrias químicas y alimenticias.

El patrón tipo cámara húmeda puede realizar la calibración de caudalímetros y rotámetros y gracias a la diversidad de materiales con que son construidas pueden ser utilizadas en la medición de caudal en procesos corrosivos, sanitarios y en la industria alimenticia. También permite la calibración de medidores tipo diafragma G1.6 utilizados para la medición de gas natural residencial.

El patrón primario tipo campana gasométrica se concibe dentro del CDT de GAS como el Patrón de Referencia para Colombia por sus características especiales. En sus principios y debido a la escasa disponibilidad de patrones fue utilizado para la calibración de cámaras húmedas y boquillas sónicas, e inclusive para la calibración de medidores tipo diafragma, desde G1.6 hasta G6.0, los cuales generalmente se encuentran en aplicaciones industriales como calentadores, hornos y marmitas.

El banco patrón tipo gravimétrico permite la calibración de medidores tipo coriolis, los cuales son utilizados en estaciones de servicio para realizar la medición de gas natural, gasolina y diesel. También son muy utilizados para medir aceites, aditivos, comprimidos y licuados, pinturas, colorantes, entre otras aplicaciones y desde luego en procesos de transferencia de custodia de líquidos o gases.

El banco de alto caudal permite realizar el aseguramiento metrológico de medidores rotativos, turbinas y ultrasónicos (con acople a baja presión), medidores que generalmente son utilizados en procesos de transferencia de custodia. Los medidores rotativos son muy utilizados en la industria química y en aplicaciones industriales y con gran asiduidad para la medición de gas natural y GLP.

Igualmente el CDT de GAS cuenta con un laboratorio de metrología dimensional que permite realizar la verificación dimensional de placas de orificio, teniendo

en cuenta la normativa aplicable (AGA 3), tubos de medición, placas restrictoras y en general elementos similares asociados a estos procesos, brindando una alternativa a la industria colombiana.

3.4 DIFUSIÓN DE CONOCIMIENTO Y DESARROLLO DE APLICACIONES

El CDT de GAS tiene muy claro que el eje estratégico para su desarrollo y el de la industria es la difusión del conocimiento; de nada serviría tener la mejor infraestructura metrológica encerrada en una caja negra que solo aporte a la industria resultados emitidos en certificados de calibración. El CDT de GAS tiene las puertas abiertas a la industria nacional que desee optimizar sus procesos de medición de fluidos en general, brindando el apoyo tecnológico y poniendo a su servicio la infraestructura desarrollada y el conocimiento adquirido en materia de metrología aplicada.

4 CONCLUSIONES

- Los primeros esfuerzos de la Corporación CDT de GAS por satisfacer una necesidad imperativa para el progreso, han dado como resultado la consolidación de un laboratorio que permite brindar trazabilidad a las mediciones y facilitar la identificación de los niveles de exactitud de los equipos involucrados, dotando a Colombia de una herramienta valiosa, en la constante búsqueda de la transparencia de las mediciones y efectividad de procesos.
- El proceso de calibración con patrones que ofrezcan trazabilidad y bajos niveles de incertidumbre, permiten el cumplimiento de las regulaciones aplicables a los diferentes tipos de tecnologías.
- En un buen programa de aseguramiento metrológico se deben establecer periodos de calibración que permitan conocer el estado metrológico de los equipos, de esta manera lograr transparencia en las mediciones realizadas reduciendo al máximo las consecuencias ocasionadas por una mala medición y permitiendo a su vez, la toma de decisiones que permitan el mejoramiento continuo de la calidad en los procesos.
- El medidor es uno de los equipos que puede ocasionar error en la medición; igualmente lo son otros equipos asociados que deben ser controlados, es el caso de los instrumentos de presión, de temperatura, e inclusive aquellos utilizados para determinar las propiedades del gas. En otro documento, se tratarán a fondo aspectos en los cuales se demuestra que el CDT de GAS ha fortalecido su infraestructura metrológica y que también cuenta con laboratorios de manometría, termometría, señales eléctricas y calidad del gas, que fomentan la correcta medición de los gases.
- Existe en Colombia una infraestructura metrológi-

ca con cadenas de trazabilidad claras y definidas que pueden sustentar la buena actitud en cultura de medición, para la formación de una sociedad que busca el desarrollo y la mayor productividad.

- El desarrollo de conocimiento logrado por el CDT de GAS, es comparable con el de algunos países iberoamericanos que antes servían de referencia. Es por ello que el CDT de GAS se encuentra en proceso de formación de personal a nivel de maestrías y doctorados, con los cuales se espera el desarrollo y la ampliación de sus campos de aplicación.

5 REFERENCIAS

- [1] Vocabulario Internacional de Metrología – Conceptos fundamentales y generales, y términos asociados (VIM). 1ra edición en español – 2008.
- [2] FLEGEL, Damian. “¿Why Calibrate Custody Transfer Meters?”. Pipeline & Gas Journal. 2001. http://findarticles.com/p/articles/mi_m3251/is_7_228/ai_n25035482/
- [3] Organización panamericana de la Salud – “Cuidado con la anestesia, puede causar la muerte”. <http://www.ops.org.bo/servicios/?DB=B&S11=3210&SE=SN>
- [4] Resolución No. 071 de 1999 “Reglamento Único de Transporte de Gas Natural”, CREG.
- [5] COOMET Project N° 219/Sk – 00/B. “Final Report Level B” - 2007.
- [6] NTC 2728 (2005-06-29) “Medidores de Gas Tipo Diafragma”.
- [7] OIML R137 1 – 2006 “Medidores de Gas” Parte 1 – Requisitos.
- [8] ANSI B109.1 - 2000 “Diaphragm-Type Gas Displacement Meters (Under 500 Cubic Feet Per Hour Capacity)”
- [9] ANSI B109.2 - 2000 “Diaphragm-Type Gas Displacement Meters (500 Cubic Feet Per Hour Capacity and Over)”
- [10] ANSI B109.3 - 2000 “Rotary-Type Gas Displacement Meters”
- [11] AGA-7 Report “Measurement of Natural Gas by Turbine Meter” - 2006).
- [12] ISO 9951 “Measurement of Gas Flow in Closed Conduits – Turbine Meters” - 1993.
- [13] AGA-11 Report “Measurement of Natural Gas by Coriolis Meter” - 2003
- [14] AGA-9 Report “Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meter” - 2007).
- [15] Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación - ICONTEC. <http://www.icontec.org/Catalogo/G/gtc%20135/gtc%20135.asp?CodIdioma=ESP>
- [16] KADUR, Diego. “Evaluación y Optimización del Consumo de Oxígeno en una Institución de Salud”. <http://www.cam-mantenimiento.com.ar/down.php?id=22>
- [17] GIL, María. “Oxigenoterapia” <http://www.eccpn.aibarra.org/temario/seccion5/capitulo94/capitulo94.htm>
- [18] BOTELLO, Carolina. “Oxigenoterapia: Administración en Situaciones de Hipoxia Aguda”. <http://www.fisterra.com/material/tecnicas/oxigenoterapia/oxi.asp>
- [19] GARCÍA, Luis Eduardo – FUENTES, José Augusto. “Incertidumbre para la toma de decisiones gerenciales”. 5ª Jornada Técnica Internacional de Medición de Fluidos – 2008.
- [20] CDT DE GAS - “Prospectiva Tecnológica del Sector Gas en Colombia” - 2002.
- [21] NIST Special publication 250-49. “NIST Calibration Services for Gas Flow Meter – Piston Prover and Bell Prover Gas flow facilities” - 1998.

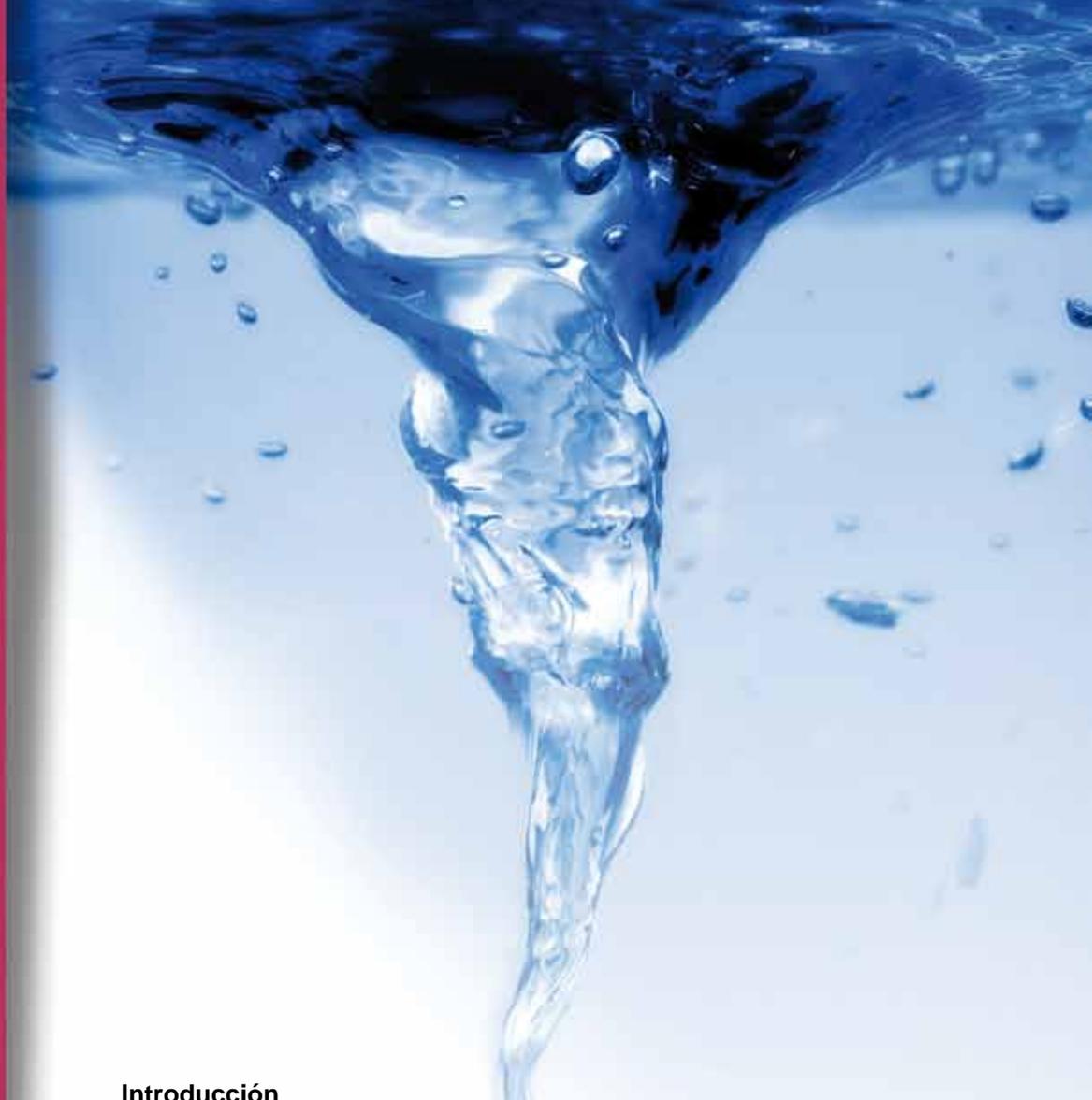
“ El problema del sentido de giro del vórtice en los desagües ”

Juan Manuel Ortiz Afanador

¡Gracias Gustave Gaspard por tu ocurrencia!

Fernando Vallejo

En “Manualito de imposturología física”, Pág. 160



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

Introducción

Existen muchos mitos o “*leyendas urbanas*” relacionados con problemas de la mecánica de los fluidos. Uno de los más célebres ha sido el denominado “*Problema del Vórtice de la Bañera*”, el cual ha sido protagonista (como consecuencia de una mala interpretación del *Efecto Coriolis*), en episodios de series de televisión famosas, entre las que se destacan Los Simpson (Episodio 16, Sexta Temporada “*Bart contra Australia*”) y *Los Expedientes Secretos X* (Episodio 14, Segunda Temporada “*Die Hand die verletzt*”). De estos episodios, el que más se ha popularizado ha sido el de Los Simpson por su alta dosis de humor (y pseudociencia).

Para introducir el problema a los lectores, en el episodio de *"Bart contra Australia"* Bart y Lisa juegan a las carreras entre la crema dental y el shampoo que verterían en un lavamanos, valiéndose para ello del vórtice que se formaba al vaciar el agua que lo llenaba. Como es de esperar, Lisa (la lista) resultaba ganadora debido a que aprovechaba que al vaciarse el agua corría hacia la izquierda (sentido antihorario). Para alentar a su hermano, defraudado con los resultados de las apuestas, Lisa le explica a Bart que como consecuencia del Efecto Coriolis, en el Hemisferio Norte el agua corre a la izquierda cuando es succionada, mientras que en el Hemisferio Sur, corre hacia la derecha. Bart adopta una posición de rebelde escepticismo e inicia una serie de llamadas a diversos países del mundo localizados sobre el Hemisferio Sur con el propósito de confirmar la teoría. Al reflexionar sobre el costo que tendrán todas las llamadas realizadas, Bart decide llamar por cobrar a Australia, haciéndose pasar por un doctor de la Comisión Internacional del Drenaje, la víctima (un inocente niño australiano, llamado Tobías) acepta la llamada por tratarse de una supuesta emergencia y tras comprobar que el sentido de giro del vórtice en su casa era hacia la derecha (como lo había previsto Lisa), por solicitud de Bart se dirige en triciclo hasta la casa de su vecino (localizada a varios kilómetros de distancia) con el propósito de realizar una comprobación adicional. Bart deja el teléfono descolgado y se va a divertirse con sus amigos, dándose cuenta hasta la medianoche que el teléfono seguía descolgado y la cuenta de la llamada por cobrar continuaba marcando. Todo lo anterior desata un incidente diplomático entre Estados Unidos y Australia, a causa de la inmensa cuenta telefónica que recibió el padre del niño australiano.

Al final de la Quinta Jornada de Medición de Fluidos, organizada por el CDT de GAS, la cual se celebró en Bogotá en el año 2008, recién acababa de leer un librito muy ameno e ilustrativo, nada parco en contenido y altamente motivante, el cual fue escrito por un físico mexicano: Ramón Peralta-Fabi. El título del libro era: *"Fluidos: Apellido de Líquidos y Gases"*. En la cuarta parte de este libro, titulada *"Galaxias, Huracanes y Desagües"*, encontré el tema para una interesante discusión que tuvimos junto con Klaus Zanker, Kazuto Kawakita, Erik Tapias y John Velosa.

Justamente, el tema era el sentido de giro de los vórtices en un desagüe. Zanker dio su parecer acerca de dicho fenómeno, ante lo cual aportó un punto de vista muy sólido desde la perspectiva teórica y de las condiciones de la prueba. Luego se fueron uniendo participantes y tuvimos un intermedio (un poco vil) en el que figuraron lavamanos, baldes e inodoros. Todos

¹Ripa (1996) menciona que en 1778 Pierre-Simon Laplace publicó su trabajo *"Plusieurs points du système du monde"* donde presenta sus ecuaciones de marea. En estas ecuaciones Laplace introduciría lo que -hoy por hoy- conocemos como «Fuerza de Coriolis». Es decir que desde esta óptica, Laplace se anticipó aproximadamente 60 años a Coriolis, elaborando a su vez una crítica a los grandes científicos que le precedieron por haber considerado los efectos de la rotación terrestre como aparentes, siendo que de su demostración se apreciaba que dichos efectos eran (son) reales.

los metrólogos aportaron sus respectivos puntos de vista, discutiéndose ampliamente y con detalles, la forma como se podría y se debería probar este fenómeno experimentalmente. Para finalizar, Kazuto (como siempre) cerró el tema con una bellísima frase, enigmática como un *koan* pero con la belleza de un *haiku*: *"(...) pareciera como si las partículas que componen los fluidos poseyeran memoria"*.

Un par de años luego de la discusión, el tema volvió a revivir a partir de la publicación de un artículo de William D. Stansfield en la revista *Skeptic Magazine*, el cual se titulaba *"The Coriolis Effect - ¿Does water drain in different directions in the northern and southern hemispheres?"*. También tuve conocimiento que en algunos centros interactivos de ciencia y tecnología se presenta a las jóvenes generaciones el tema del Efecto Coriolis sin el suficiente rigor científico, con lo cual se permite la propagación de concepciones erróneas acerca de este problema.

En la presente lectura se abordará en primera instancia el Efecto Coriolis, posteriormente se discutirán los pormenores del famosísimo *"Problema del Vórtice de la Bañera"*. Aspiro que todo pueda quedar muy claro y que como resultado de mi oficio *"¡No sumaréis más confusión a la confusión!"*.

Efecto Coriolis

Es necesario iniciar esta sección indicando que el efecto se bautizó con el apellido *"Coriolis"* en honor a Gaspard-Gustave de Coriolis, matemático, ingeniero mecánico y científico francés, nacido en París el 21 de mayo de 1792 y fallecido el 19 de septiembre de 1843 a la edad de 51 años. En este punto es importante hacer un llamado de atención dado que con relativa frecuencia se escucha a la gente referirse al efecto o a los medidores de flujo no como *"Coriolis"* sino como *"coriolisis"*, lo cual constituye un error craso.

En 1835 Coriolis escribió un artículo titulado *"Sur les équations du mouvement relatif des systèmes de corps"* (*"Sobre las ecuaciones de movimiento relativo de los sistemas de cuerpos"*), en el cual mostraba que si se toma como referencia una superficie en rotación, adicionalmente a los efectos normales del movimiento de un cuerpo debe incluirse una fuerza adicional, de carácter inercial, actuando sobre el cuerpo perpendicularmente a su dirección de movimiento. Esta fuerza se manifiesta como una trayectoria curva para un cuerpo del cual se esperaba que viajara en línea recta (visto desde el marco de referencia en rotación). Este concepto se popularizó posteriormente, a principios del siglo pasado, empezando a conocerse como «Fuerza de Coriolis» o en ocasiones como «Efecto de Coriolis¹» .

Pero, ¿qué quiere decir la anterior descripción física?, sin lugar a dudas una de las maneras más fáciles de explicarlo es con el ejemplo del tiovivo, el carrusel o la rueda giratoria, dispositivos muy conocidos y bien experimentados en nuestra infancia. Por si acaso, recordaremos que un tiovivo es un artefacto de feria

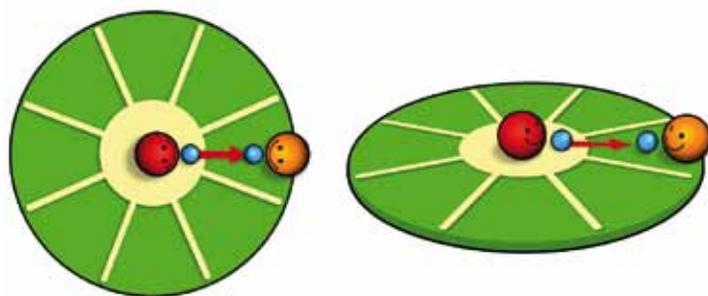
que consiste en una plataforma giratoria sobre la que hay caballitos, focas, coches, etc., los cuales tienen generalmente otro movimiento propio además del de la plataforma. Una rueda giratoria, muy común en los parques infantiles, es una plataforma circular provista de un eje central vertical en torno al cual gira por el impulso que recibe; los niños se sientan en la plataforma al tiempo que esta gira.

Supongamos que en una rueda giratoria se sientan dos niños enfrentados entre sí, uno frente al otro. Para personalizar la experiencia, asumamos que el niño de la periferia, es decir el que se sienta en el borde de la rueda, se llama Bartolomé y el niño que se sienta en el centro, junto al eje de rotación, se llama Gustave. Adicionalmente, le han pedido el favor a otro niño, llamado Tobías, para que les de impulso y luego se ubique en la parte alta de un resbaladero, contiguo a la rueda, para que tome atenta nota de los eventos y narre lo observado desde su punto de vista privilegiado, superior y ajeno a la rueda giratoria.

Gustave, ubicado en el centro de la rueda, posee un balón. El juego consistirá en que Gustave lanzará el balón a Bartolomé, quien está sentado en el extremo de la rueda, con el objetivo que éste último lo atrape; por su parte, Tobías estará vigilando la experiencia, mirando desde arriba. Antes de dar inicio a la actividad, deciden llevar a cabo una prueba de control. Tobías se ubica en la parte alta del resbaladero. Gustave lanza el balón a Bartolomé quien con la rueda inmóvil lo recibe sin problemas, la pelota siguió en todos los casos una trayectoria recta impecable, directa desde el centro de la rueda, donde se había ubicado Gustave, hasta la periferia donde estaba sentado Bartolomé. Tobías viendo todo desde arriba expresó que, desde su punto de vista, la bola siguió una trayectoria recta.

Luego de los preliminares Tobías desciende y da un fuerte impulso a la rueda, sale corriendo, sube las escaleras del resbaladero y se ubica encima de la rueda giratoria. Con un silbido avisa a Gustave y a Bartolomé que ya está listo y observando. Gustave lanza la bola a Bartolomé y... ¡oh! sorpresa, ¿qué pasó? Bartolomé no atrapó la pelota. Repitieron la prueba 10 veces y, un poco mareados al final, dieron las siguientes versiones:

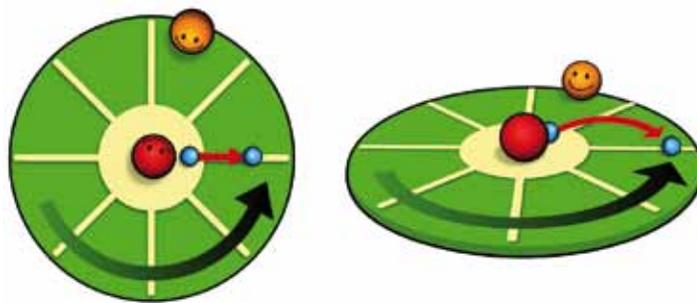
— Gustave: Apunté bien y lancé la bola igual que siempre pero tan pronto salió de mis manos se desvió



Vista externa, fuera de la rueda (Tobías)

Vista desde la rueda (Gustave y Bartolomé)

Figura 1. Prueba de control con la rueda inmóvil



Vista externa, fuera de la rueda (Tobías)

Vista desde la rueda (Gustave y Bartolomé)

Figura 2. Resultado del experimento con la rueda girando

misteriosamente describiendo una curva (como si una extraña fuerza la hubiera impulsado).

— Bartolomé: Gustave lanzó mal la bola, no apuntó bien y por eso no pude atraparla.

— Tobías: Desde mi punto de vista, la bola siguió una trayectoria recta.

Gustave y Bartolomé se encontraban sentados sobre lo que se conoce como un sistema de referencia en rotación (también llamado sistema no-inercial); en estos casos para explicar la extraña desviación que observaron sobre el balón, se requiere introducir una fuerza ficticia (y por ende una aceleración ficticia), también llamada *inercial*, la cual se asume que actúa sobre el balón desviándolo de su trayectoria. En este caso particular, la fuerza se denomina "*Fuerza de Coriolis*". Por su parte, el efecto de la desviación de la trayectoria se conoce popularmente como "*Efecto de Coriolis*". Debe quedar claro que la susodicha fuerza no existe en la realidad, pero es necesario introducirla (a propósito) para poder explicar la trayectoria del balón vista desde un sistema de referencia en rotación (como la rueda). Esta fuerza de Coriolis (o aceleración de Coriolis) siempre es perpendicular al eje de rotación del sistema y a la velocidad del cuerpo (en nuestro caso el balón). En conclusión, la fuerza de Coriolis debe aplicarse en aquellos sistemas de referencia en rotación sobre los cuales se producen desplazamientos.

En el caso de Tobías, quien se encontraba en un sistema de referencia estacionario con respecto a la rueda (en este caso un sistema inercial), la trayectoria de la bola fue claramente recta y por lo tanto no requirió la introducción de ninguna fuerza adicional a las reales. Tobías expresa que el lanzamiento fue recto pero que Bartolomé no recibió el balón porque la rueda al estar girando hizo que éste se desplazara con respecto al lanzamiento de Gustave.

La teoría indica que la magnitud de la aceleración de Coriolis (a_c) resulta siendo, para el sistema no-inercial (aceleración ficticia), el producto entre la velocidad angular de la rueda (ω) y la velocidad radial del balón (V_r):

$$a_c = 2\omega V_r$$

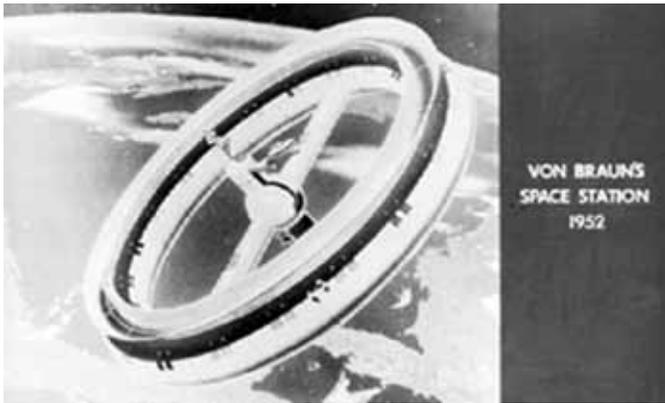


FIGURA 3. Izquierda: Modelo original de von Braun; Derecha: Estación espacial presentada en la película

Por su parte, teniendo en cuenta que la fuerza es igual al producto de la masa por su aceleración, lo que se ha conocido como la segunda ley del movimiento de Newton ($F=m \cdot a$) la magnitud de la fuerza de Coriolis será (fuerza inercial o ficticia):

$$F = 2m\omega V_r$$

Donde m representa la masa del balón.

Este fenómeno o efecto, como lo queramos llamar, no sólo puede dejar confundidos a Gustave, Bartolomé y Tobías. Resulta que su desconocimiento también afecta la veracidad de algunas películas, como por ejemplo, la famosa cinta de ciencia ficción “2001: Odissea del Espacio”, dirigida por el fallecido Stanley Kubrick, filmada en 1968.

En esta película, la estación espacial que orbita la Tierra (la cual se basa en un diseño realizado por el notable científico Wernher von Braun, gran impulsor de la carrera espacial), está conformada por anillos exteriores circulares que poseen “*gravedad artificial*”, resultante de la fuerza centrífuga asociada a su rotación. Estos anillos se encuentran habitados por la tripulación, mientras que en la parte central de la estación, donde el efecto de la rotación no genera gravedad artificial, está localizada la terminal a la que llegan las naves. Los anillos exteriores se conectan con el centro de la estación mediante túneles radiales como se aprecia en la Figura 3. En este caso tenemos también un sistema de referencia en rotación (estación espacial) y un cuerpo desplazándose en dicho sistema (astronauta). Similar al ejemplo de la rueda infantil.

Dado que el único movimiento que se realizará al interior de la estación no será exclusivamente en los anillos,

sino que también es necesario que los astronautas tengan que trasladarse desde los anillos hacia la terminal, o viceversa, está claro que los pobres astronautas se van a armar un lío en sus desplazamientos radiales debido a las consecuencias del Efecto Coriolis.

Un astronauta que se desplace radialmente en la estación, es decir a través de los túneles que unen el anillo externo con el centro de la estación, va a experimentar una fuerza que lo empuja contra las paredes del túnel. Este empuje será nuestra famosa fuerza de Coriolis y en verdad haría la vida muy incómoda en una estación de este tipo. La dirección de esta fuerza de empuje dependerá del sentido de rotación de la estación y de la dirección del desplazamiento del astronauta (del centro a la periferia o viceversa). En todo caso, la dirección de la fuerza de Coriolis será perpendicular al eje de rotación de la estación y a la velocidad del astronauta.

Haciendo a un lado las ruedas infantiles y las estaciones espaciales sacadas de película de ciencia ficción, vamos a poner los pies sobre la Tierra, esa inmensa esfera rotatoria sobre la cual nos movemos... Eso quiere decir que si la Tierra gira y además los cuerpos que están (estamos) sobre ella se desplazan, entonces en el planeta que habitamos debe ser posible apreciar los efectos de la Fuerza de Coriolis. Un ejemplo claro del Efecto Coriolis asociado a los movimientos de cuerpos que se realizan con referencia a la Tierra en rotación son los ciclones².

El viento se genera por diferencias de temperatura en la atmósfera. En el Ecuador el Sol calienta el aire y la superficie de los océanos en una proporción mucho mayor que en los polos. Una región de presión atmosférica relativamente baja se denomina ciclón. Los ciclones se caracterizan por abundante nubosidad y humedad elevada. El aire de las regiones de alta presión que rodean el ciclón se mueve desde todos los puntos hacia el centro del ciclón, el cual tiene una presión más baja. Este desequilibrio de presiones, sumado al Efecto de Coriolis que se asocia al movimiento de enormes masas de aire húmedo desplazándose en la atmósfera de la Tierra (rotando a 1 revolución por cada día sideral, donde un día sideral es aproximadamente 23

²Un ciclón, o ciclón tropical, es el término genérico para describir el fenómeno meteorológico caracterizado por grandes masas nubosas en rotación que se forman sobre los océanos. Un huracán también es un ciclón pero se denomina así si se ha formado en el norte del Océano Atlántico, en el Caribe, en el sur del Océano Pacífico y en el noroeste del Océano Pacífico. Así mismo, los tifones son ciclones que se forman en el noroeste del Océano Pacífico. Los ciclones tienen vientos con velocidades de hasta 320 km/h y su tamaño puede ir desde 50 km hasta incluso superar los 2000 km de diámetro.



FIGURA 4. Izquierda: Huracán Epsilon (Hem. Norte - Antihorario); Derecha: Ciclón Catarina (Hem. Sur - Horario)

horas, 56 minutos y 4,0989 segundos) ocasiona que la tendencia sea que los ciclones giren en sentido antihorario en el Hemisferio Norte y en sentido horario en el Hemisferio Sur (Ver Figura 4).

Entonces, la tendencia de giro de los ciclones está de acuerdo con la teoría de Lisa Simpson. Sin embargo, pueden darse cuenta que este artículo todavía no se ha acabado. ¿Será que el sentido de giro del agua en los retretes sigue las leyes de los ciclones? Vamos a pasar, ahora sí, en la siguiente sección a responder la pregunta dada en el título del artículo.

El Problema del Vórtice de la Bañera

Con seguridad en la historia de la ciencia se han realizado múltiples experimentos en los que se efectúan pruebas en diferentes latitudes con el propósito de establecer la veracidad de una hipótesis. Uno de los más famosos es el de primera comprobación experimental (satisfactoria, por cierto) de una predicción hecha por la teoría de la relatividad general de Einstein, la cual se basó en la solución relativista del problema de la precesión del perihelio del planeta Mercurio. Para tal efecto se armaron dos expediciones en dos lugares diferentes del planeta, una en la isla de Santo Tomé y Príncipe, frente a la costa occidental de África y la otra en la ciudad de Sobral (Estado del Ceará al nordeste de Brasil).

Comparado con el objetivo y la trascendencia del experimento de Einstein, el experimento que vamos a mencionar a continuación va a “parecer un poroto” en términos científicos, un chiste, pero todos sabemos que hay un loco para cada tema.

Ascher Shapiro (1916-2004), profesor de ingeniería mecánica del prestigioso MIT (Massachusetts Institute of Technology) en Boston, experto y autor de varios libros clásicos sobre mecánica de los fluidos, entre los que se destacan sus dos volúmenes titulados “*The Dynamics and Thermodynamics of Compressible Fluid Flow*”, escribió un artículo para la revista Nature 196 de diciembre de 1962. El artículo se titulaba “*Bath-Tub Vortex*” lo que se podría traducir al español como: “*El vórtice de la bañera*” o “*El vórtice de la tina*”.

El sospechoso artículo de Shapiro, publicado en la estricta y extremadamente seria revista Nature de 1962 comienza así (traducción libre):

“Continuamente se escuchan controversias acerca de la dirección de los vórtices en el drenaje de la bañera o en el desagüe de la cocina. Algunos argumentan que la dirección del remolino es siempre la misma en el hemisferio norte, y que en el hemisferio sur es siempre opuesta a la observada en el hemisferio norte. Otros objetan que no hay una única dirección para los remolinos de cada hemisferio. Ambas escuelas de pensamiento están de alguna manera en lo cierto.”

Interpretando la introducción del artículo de Shapiro, diríamos que las experiencias de este tipo, efectuadas en desagües, drenajes, sifones, lavamanos, tinas, bañeras, lavamanos, platonos, canecas, baldes, sanitarios, excusados, retretes e inodoros (entre otros dispositivos de aseo e higiene), van a exhibir vórtices cuya dirección va a variar de manera impredecible, lo cual en un inicio no nos ayuda mucho para dar respuesta a la pregunta formulada.

Sobre el mismo problema, Peralta-Fabi (1994) menciona:

“En la casa de un amigo hay dos lavabos que siempre hacen lo mismo, en uno el remolino gira con el reloj y en el otro en sentido contrario. ¿Habrá algo místico en sus baños?”

En contraposición, Shapiro indica que “*bajo condiciones de experimentación muy bien controladas, el observador mirando hacia abajo el drenaje en el hemisferio norte, siempre observará un vórtice en sentido anti-horario, mientras que en el hemisferio sur observará un vórtice en sentido horario*”, como consecuencia de las fuerzas de Coriolis.

Pero ¿qué quiere decir esto?, ¿a qué se refiere Shapiro con sus “*condiciones de experimentación muy bien controladas*”? Según Shapiro, hay dos razones para el sentido de giro fortuito de los vórtices en experimentos desarrollados sin un control de condiciones estricto:

1. El movimiento inducido por la Tierra sobre el tanque o el recipiente donde se desarrolla el experimento es mucho menor que otros movimientos lo suficientemente pequeños para lograr ser percibidos mediante una simple observación (del orden de 1 mm/s en un tanque de 0,6 m de diámetro ubicado en la latitud de Boston).
2. Las fuerzas de Coriolis debidas a la rotación de la Tierra pueden ser -de hecho- mucho menores que otras fuerzas normalmente presentes. A una velocidad de 2,5 mm/s alrededor del drenaje, la fuerza de Coriolis en la latitud de Boston es aproximadamente la milésima parte de una diezmilésima parte de la fuerza de la gravedad (10^{-7} veces).

Con respecto a la primera proposición, Shapiro cita que para aislar esta componente se requiere que el agua permanezca en estado estacionario, es decir que repose al interior del recipiente de prueba durante muchas horas, dependiendo enormemente de la manera como se realizó el llenado del mismo. Incluso después de esperar por días enteros, las corrientes de aire en el cuarto de ensayos o las corrientes térmicas asociadas a gradientes de temperatura alrededor del recipiente pueden ocasionar velocidades mayores a las de la rotación de la Tierra. Como si fuera poco, establece que la acción de retirar el tapón del fondo del recipiente es muy delicada pues puede llegar a inducir velocidades inadvertidamente.

La segunda proposición tiene que ver fundamentalmente con los medios de prueba tales como el agua y el recipiente de prueba. Si el recipiente no es asimétrico con relación al eje del drenaje, las fuerzas viscosas asimétricas en las paredes laterales y en el fondo del recipiente generarán torques que superarán la fuerza de Coriolis, así mismo la dirección de este torque va a ser diferente de un recipiente a otro. Factores tales como heterogeneidad en la temperatura del agua, impurezas químicas, e inclusive las diminutas fuerzas asociadas a la tensión superficial (7,3 cienmilésimas de kgf/cm para el agua a 25°C) sobre las superficies pueden ocasionar torques.

Por todas estas razones y más, Peralta-Fabi (1994) apuntaba acerca de la veracidad de las pruebas relacionadas con el sentido de giro de los vórtices en desagües, llevadas a cabo sin control alguno (¿de baja categoría?):

“(el tamaño de la fuerza de Coriolis sobre el agua en un lavabo) es tan ridículamente pequeña que igual (casi) hubieran podido invocar la ubicación de Urano como la responsable de los giros”

Desde luego, Shapiro debía demostrar su teoría experimentalmente, por lo que se propuso desarrollar un cuidadoso montaje para tal propósito. Inclusive, en medio de la fastuosidad cinematográfica *holliwoodense* de la década de los 60, Shapiro decidió filmar en el MIT un documental que respaldaría el tema de su artículo. Los protagonistas eran: un tanque manufactu-

rado con el mayor rigor ingenieril, de sección circular, perfectamente cilíndrico, de 1,8 m de diámetro y 150 mm de alto, con fondo plano y un agujero de drenaje circular con un diámetro de 10 mm, localizado en el centro exacto del tanque y maquinado a ras con el fondo.

Una manguera de una longitud de 6 m conducía el agua del drenaje a un sumidero. Un flotador para visualizar los vórtices, fabricado con dos astillas de madera de 25 mm formando una cruz. Las dos astillas se unían en su centro por medio de un alambre delgado.

Antes de iniciar el experimento, el extremo de salida de la manguera se bloqueaba mediante un tapón con lo cual se garantizaba la estabilidad en el drenaje del tanque. El tanque se llenaba hasta casi alcanzar el borde superior, teniendo la consideración de llenarlo de forma que el agua indujera un giro en sentido de las manecillas del reloj (sentido opuesto al esperado durante el desagüe). Este efecto se indujo a propósito con el objetivo de determinar el tiempo necesario para alcanzar una estabilidad adecuada del fluido, disipar el remolino inducido por el llenado (¿borrándole la memoria al fluido?) y así poder atribuir con confianza, al efecto de Coriolis, el giro obtenido.

El tanque se cubría prolijamente con un plástico para eliminar el efecto de las corrientes de aire y el cuarto de ensayos se mantenía a una temperatura constante. De acuerdo con el proceso de llenado aplicado por Shapiro, se determinó que eran necesarias por lo menos 24 horas de quietud para que los movimientos residuales fueran despreciables comparados con aquellos asociados a la rotación de la Tierra.

El tapón del extremo de la manguera era removido al tiempo que el flotador se instalaba cuidadosamente encima del drenaje. Luego de 20 minutos el tanque se vaciaba por completo.

¿Qué observó Shapiro? En los primeros 12 a 15 minutos no era posible apreciar rotación alguna del flotador. Superado el minuto 15, se hacía claramente perceptible una rotación anti-horaria que se incrementaba gradualmente. Cerca al final del experimento, cuando ya se había vaciado casi todo el tanque, el flotador giraba a una velocidad de 1 revolución por cada 3 o 4 segundos (30000 veces mayor que la velocidad de rotación efectiva de la Tierra a los 42° de latitud Norte de Boston).

Con los resultados obtenidos, Shapiro logró establecer por comparación con cálculos teóricos que la rotación del flotador era inducida por el efecto de Coriolis asociado a la rotación de la Tierra (¡Voilà!).

Antes de poner el punto final en su artículo para Nature, Shapiro decidió hacer un llamado a todos los habitantes del hemisferio sur, comprometiéndose a brindarles información más específica de su “*facilidad*” para que puedan desarrollar experimentos idénticos en latitudes contrarias “(...) *en aras de convencer a los escépticos restantes*” (¡que poético!).

En la siguiente edición de la revista Nature apareció una réplica al artículo de Shapiro en la cual E.N. da C. Andrade objetaba que en 1908, el físico austriaco Otto Tumlirz había descrito experimentos muy cuidadosos y efectivos en los cuales demostraba el efecto de la rotación de la Tierra sobre el vaciado del agua de un recipiente a través de una abertura central, en un artículo titulado “Una nueva prueba física de la rotación de la Tierra”. Aunque, de hecho, antes de Tumlirz, Perrot había hecho un trabajo similar en 1859.

En 1964 A.M. Binnie publicó en el *Journal of Mechanical Engineering Science* los resultados de un experimento similar al de Shapiro, llevado a cabo en Cambridge, Inglaterra (52,2° de Latitud Norte). Aunque los resultados, las pruebas nuevamente habían sido ejecutadas en el Hemisferio Norte.

No obstante, el llamado que hizo Shapiro, al final de su artículo publicado en Nature, no se hizo esperar por parte de sus colegas ubicados en el Hemisferio Sur. En 1965 cinco australianos: Lloyd M. Trefethen, R.W. Bilger, P.T. Fink, R.E. Luxton, y R.I. Tanner, publicaron en Nature los resultados de sus pruebas, llevadas a cabo en Sidney, Australia (33,9° de Latitud Sur). Sus resultados confirmaban la hipótesis de Shapiro, obteniendo vórtices que giraban en sentido horario.

Como si fuera poco, en 1983 Winston Cope relató en un artículo para la revista *American Scientist* su experiencia con las pruebas del sentido de giro de los vórtices realizadas en la Antártida (90° de Latitud Sur). Su conclusión para el Polo Sur también fue acorde con la hipótesis de Shapiro. Resulta gracioso que en el citado episodio de Los Simpson, Bart llama a una estación ubicada en el Polo Sur y al preguntar sobre el sentido de giro del vórtice en el retrete, no fue posible responder a su pedido porque el agua se había congelado en el sanitario.

En el Ecuador no se cuenta con experiencias serias documentadas acerca del sentido de rotación de los vórtices bajo condiciones controladas, similares a la de Shapiro. El Ecuador es una región muy particular

con respecto al Efecto Coriolis pues representa el límite entre los dos Hemisferios. Cuando se evalúa la aceleración de Coriolis (a_c), considerando la Tierra como sistema de referencia, debe tenerse en cuenta la latitud a la cual se realiza el ensayo con el propósito de determinar la distancia al eje de rotación del planeta, como resultado obtenemos:

$$a_c = 2\omega V \sin(\text{latitud})$$

En el Ecuador, donde la latitud es cero (0), el resultado de la fórmula anterior será cero ($\sin(0)=0$). De tal manera que -en teoría- el efecto de Coriolis sería nulo (¿o imperceptible?) en el Ecuador y se maximizaría en la medida en que nos alejamos del Ecuador, dirigiéndonos al Norte o al Sur, hasta obtener un máximo en los Polos. Con respecto al tema de la observación del fenómeno del vórtice de la bañera en el Ecuador, Shapiro anota hacia el final de su artículo lo siguiente:

“Aquellos que relatan haber visto cambiar la dirección del vórtice en el momento en que un barco cruza el Ecuador están seguramente llevando el caso al extremo. En el Ecuador las fuerzas de Coriolis desaparecen, y sería virtualmente imposible llevar a cabo un experimento válido a una distancia muy corta del Ecuador”

No obstante, así como se abusa en las películas y en las series de televisión valiéndose del efecto Coriolis, también se han generado especulaciones acerca del sentido de giro de los vórtices en el Ecuador. Tal es el caso de “culebreros” que por unas monedas demuestran el Efecto Coriolis ubicando un recipiente en el punto por donde supuestamente pasa la Línea Ecuatorial. Acto seguido, llenan el recipiente con agua y proceden a llevarlo unos pasos al Norte para iniciar su vertido por un orificio en la base del recipiente. Luego vuelven a la Línea Ecuatorial, llenan nuevamente el recipiente y esta vez lo trasladan unos pasos al Sur. Los turistas asombrados observan como el sentido de giro es inverso cuando se realiza la prueba al Norte y al Sur del Ecuador.



FIGURA 5. Izquierda: Bart llama a Australia; Derecha: Bart llama al Polo Sur

A finales de 2009, William D. Stansfield publicó un artículo en la revista Skeptic Magazine acerca de este abuso científico. Stansfield desenmascaró el fraude de una manera magistral a través de agudas observaciones:

1. El recipiente usado generalmente es de forma rectangular y profundo, el orificio en el fondo no es muy grande.
2. Aunque no hay precauciones especiales para el llenado, este se realiza de manera que no se ocasionen grandes perturbaciones.
3. Una vez que el recipiente está lleno, el estafador lo lleva al Norte o al Sur pero realiza un giro sobre el recipiente antes de trasladarlo unos pasos adelante, es decir que no lo lleva directamente (avanzando en línea recta) sino que lo gira al inicio del recorrido. Adicionalmente, antes de instalar el recipiente para llevar a cabo la demostración, el estafador gira nuevamente el recipiente en la misma dirección que al inicio. Cuando lo lleva al Norte lo gira en sentido antihorario y al llevarlo al sur lo gira en sentido horario (Ver Figura 6). Para discernir el sentido de giro pone a flotar sobre la superficie del agua unas trazas de pimienta o pequeñas ramas.

Stansfield explica que el conjunto de condiciones anteriores induce una perturbación intencional en el fluido, favoreciendo una rotación generada por una fuerza, superior en muchos órdenes de magnitud, a la eventual fuerza de Coriolis que puede llegar a obtenerse en las cercanías del Ecuador, con lo cual se consuma la estafa.

No es posible dar fin a esta retahíla de conceptos y personajes reales y ficticios sin dejar unos límites establecidos en materia de vórtices naturales y mucho menos sin mencionar a Carl-Gustav Arvid Rossby (1898-1957). Rossby fue un meteorólogo (no confundir con metrólogo) de origen sueco que por primera vez formuló una explicación científicamente coherente con relación a los movimientos atmosféricos de gran escala. Trabajó en el U.S. Weather Bureau en el desarrollo teórico de la física asociada a la turbulencia atmosférica. También estudió los fenómenos oceanográficos y sus interacciones con la atmósfera.

Rossby formuló un parámetro adimensional denominado “Número de Rossby”. Este parámetro, el cual se aplica al flujo de fluidos, representa la relación existente entre las fuerzas inerciales (dinámicas) y la fuerza de Coriolis debida a la rotación planetaria³. Este número es usado ampliamente en ciencias geofísicas y en estudios de los océanos y la atmósfera.

³En la literatura Rusa el mismo parámetro se conoce como el “Número de Kibel” debido a que el científico I.A. Kibel introdujo este concepto en 1941, cuando trabajaba acerca de métodos numéricos aplicados a pronósticos climáticos.

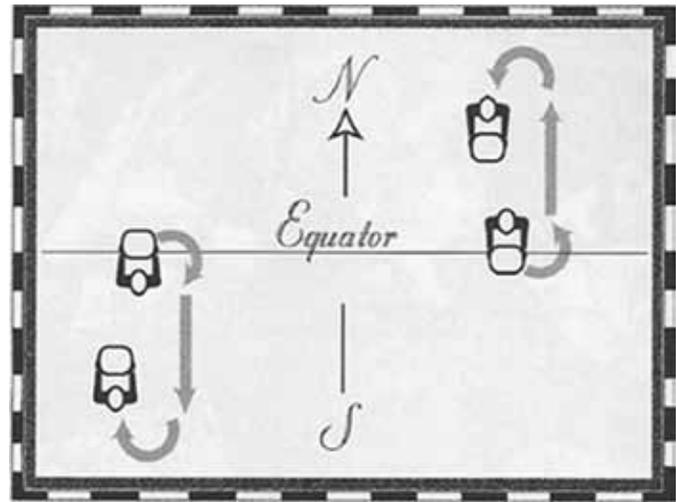


FIGURA 6. Fraude de la demostración del Efecto Coriolis en el Ecuador (tomado de Stansfield (2009))

El número de Rossby (R_o) se define como:

$$R_o = \frac{U}{Lf}$$

Donde U y L son las dimensiones velocidad y longitud características del fenómeno o flujo que se está analizando. Por otra parte, $F=2 \omega \sin(\text{Latitud})$ representa la frecuencia de Coriolis, en la que ω es la velocidad angular del planeta en rotación, igual que se discutió anteriormente. De esta forma, tenemos:

$$R_o = \frac{U}{2L\omega \sin(\text{latitud})}$$

Al encontrarse la fuerza de Coriolis en el denominador, un número de Rossby pequeño significará un predominio de las fuerzas de Coriolis sobre las dinámicas, mientras que un número de Rossby grande representa el dominio por parte de las fuerzas inerciales y centrífugas.

Por ejemplo, el número de Rossby para un tornado como los que azotan frecuentemente el centro de Estados Unidos es muy alto, del orden de 1000, lo cual indica que en este tipo de fenómenos predomina la componente dinámica. Por otra parte, en sistemas de baja presión, como por ejemplo los ciclones, el número de Rossby es bajo, del orden de 0,1 a 1, lo cual a su vez nos da una idea de la alta significancia de las fuerzas de Coriolis en este tipo de fenómenos.

Cuando analizamos el número de Rossby para el caso del vórtice en una bañera, balde, tanque o recipientes a escala doméstica y de laboratorio, encontramos que en dichos artefactos el efecto de las fuerzas de Coriolis es sumamente pequeño, del orden de 10^{-6} o 10^{-5} m/s, de manera que sin el debido cuidado u preparación de las pruebas, se obtendrán números de Rossby altos (predominio de fuerzas inerciales). Con este análisis se ratifica que la estabilidad en las condiciones de la prueba y el estado de reposo del fluido es

sin lugar a dudas el parámetro restrictivo de mayor relevancia para llevar a cabo este tipo de experimentos.

Con seguridad no hemos tratado un tema tan profundo como la teoría general de la relatividad de Einstein y su demostración experimental, ni tampoco hemos hablado de los medidores de caudal másico tipo Coriolis, pero aspiro a que este artículo lo haya entretejido con una calidad y contenido mejores que los que encontraría en un episodio de Los Simpson. Además, sin lugar a dudas, el lector ya cuenta con material de sobra para armar una conversación larga y tendida, o para discutir la próxima vez que escuche a alguien hablar sobre el sentido de giro del vórtice en cualquier desagüe. Después de todo, espero haber logrado ahorrarle tiempo perdido mirando los desagües en los baños de los hoteles de los países que visite, abajo o arriba del Ecuador, esa línea ficticia que atraviesa Colombia unos 12 minutos de arco por encimita de Puerto Leguizamo (Putumayo).

Referencias

- Stansfield, William D., "The Coriolis Effect - ¿Does Water Drain in Different Directions in the Northern and Southern Hemispheres?", Sceptic Magazine Vol. 15 No. 2, 21-25 (2009),
- Stern, David P., "From Stargazers to Starships - (24b) Rotating Frames of Reference in Space and on Earth", (<http://pwg.gsfc.nasa.gov/stargaze/>)
- Peralta-Fabi, Ramón, "Fluidos: Apellido de Líquidos y Gases", Fondo de Cultura Económica, (1993)
- Ripa, Pedro, "La Increíble Historia de la Malentendida Fuerza de Coriolis", Fondo de Cultura Económica (1996)
- Shapiro, Ascher, "Bath-Tub Vortex", Nature 196, 1080-1081 (1962)
- Andrade, E.N. da C., "Bath-Tub Vortex", Nature 197, 480 (1963)
- Lloyd M. Trefethen, R.W. Bilger, P.T. Fink, R.E. Luxton, R.I. Tanner, "The Bath-Tub Vortex in the Southern Hemisphere", Nature 207, 1084-1085 (1965)
- Binnie, A.M., "Some Experiments on the Bath-Tub Vortex", Journal of Mechanical Engineering Science 6(3), 256-257 (1964)
- Cope, Winston, "The Bathtub Vortex", American Scientist, 71(6), 566 (1983)
- Faber, T. E., "Fluid Dynamics for Physicists", Cambridge University Press (1995)
- Rigge, W.F., "Experimental Proofs of the Earth's Rotation", Popular Astronomy, Vol 21, pp. 267-276 (1913)

Continuamos en la búsqueda de personas naturales o entidades públicas y/o privadas, que deseen apoyar con recursos económicos la edición de cada tiraje de MET&FLU:

“Ciencia, Tecnología e Innovación”.

Inicialmente será reservado para un único patrocinador, por cada número emitido.

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

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



Hay un poderoso motor dentro de cada ser humano que, una vez liberado, puede hacer realidad cualquier visión, sueño o deseo...

Anthony Robbins: buscador incansable de fórmulas para aplicar la filosofía a la "Mejora Constante y para Siempre"



Corporación CDT de GAS
Centro de Desarrollo Tecnológico del GAS

10 años

www.cdtdegas.com