

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.

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

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 tuvieran “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.

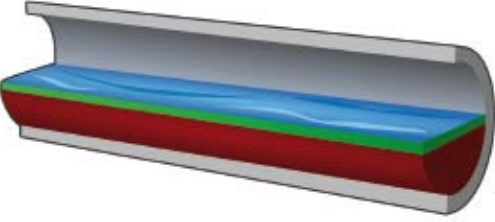
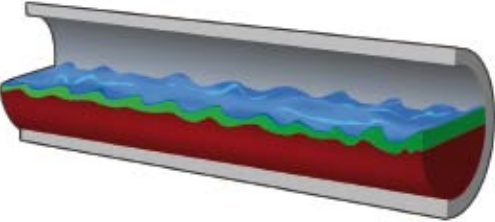
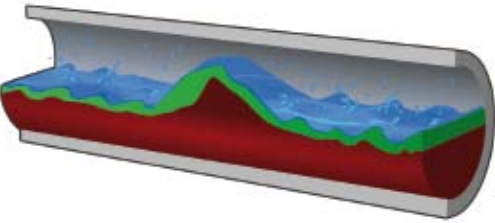
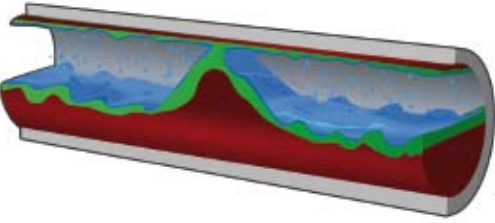
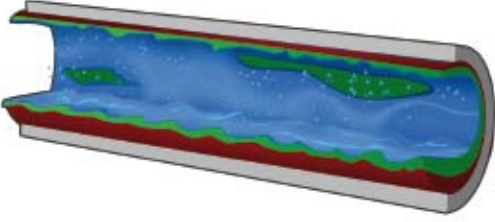
Patrón de flujo (Representación gráfica)	Características
<p>Flujo estratificado</p> 	<p>Se presenta a bajos caudales de gas. El líquido (por poseer mayor densidad) fluye en la parte inferior de la tubería mientras el gas fluye en la parte superior a una velocidad mayor a la del líquido. Esta diferencia de velocidad genera arrastre de líquido por parte del gas debido a la fuerza cortante existente en la interface.</p>
<p>Flujo ondulado</p> 	<p>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 “<i>flujo estratificado</i>” o “<i>flujo separado</i>”.</p>
<p>Flujo “<i>semi-slug</i>”</p> 	<p>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>Flujo “<i>slug</i>”</p> 	<p>Este patrón de flujo es una evolución del flujo “<i>semi-slug</i>”, en el cual las ondas que se forman pueden bloquear completamente el flujo de gas.</p>
<p>Flujo anular</p> 	<p>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

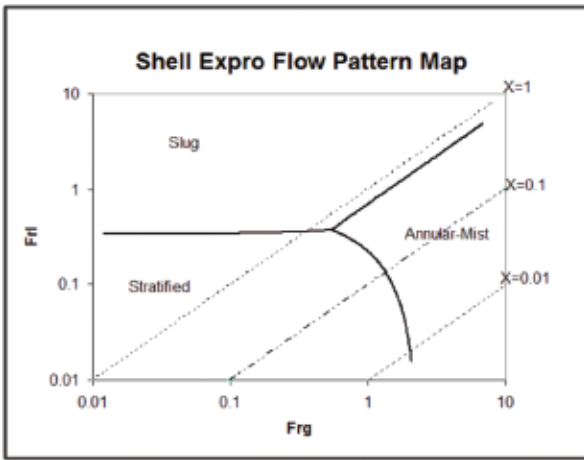


Figura 1. Mapa de patrón de flujo horizontal
(Diseñado por Shell Exploration and Production – Tomado del Reporte Técnico ASME MFC-19G-2008)

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"