

Metodologías para la cuantificación del Caudal de Fugas en componentes y equipos de la Industria del Gas Natural

Oscar Acevedo (oacevedo@cdtdegas.com)
Corporación CDT de GAS

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

RESUMEN:

A lo largo de la cadena de valor del gas natural es frecuente encontrar fugas en equipos y sus componentes, que generan riesgos de seguridad industrial, pérdidas de producto e impacto en el medio ambiente. La cuantificación del volumen de estas emisiones permite valorar su impacto, y orientar las decisiones sobre su reparación. En este artículo se describen varios métodos de cuantificación y medición directa del caudal de fugas, destacando sus ventajas y limitaciones. La decisión de que método utilizar depende del nivel de confiabilidad requerido y de los recursos disponibles para ello.

1. INTRODUCCIÓN

La cadena de valor del Gas Natural incluye la infraestructura necesaria para su extracción, procesamiento, transporte y distribución a los diferentes consumidores y usuarios. Esta infraestructura está conformada por diversos tipos de tuberías, accesorios, equipos y sus componentes, que son seleccionados de manera apropiada para garantizar un desempeño óptimo a altas presiones. Sin embargo, es común encontrar que ocurran fugas de gas natural, debido principalmente a desgaste mecánico, corrosión, problemas de instalación y montaje, e incluso baja calidad de los materiales.

Generalmente las fugas aparecen en todo tipo de conexiones e interfaces mecánicas (bridas, roscas, metal-metal), válvulas (tanto en el vástago como el asiento), sellos y empaques, etc. Estas fugas pueden generar problemas operacionales, riesgos de seguridad industrial para la infraestructura y las personas, pérdida del gas, e impacto en el medio ambiente.

Dado que el gas natural es un valioso recurso energético, la reparación de las fugas de gas natural se vuelve costo-efectiva cuando el valor del gas fugado es igual o mayor que el costo de detectar y reparar la fuga.

Dado que el gas natural es un valioso recurso energético, la reparación de las fugas de gas natural se vuelve costo-efectiva cuando el valor del gas fugado es igual o mayor que el costo de detectar y reparar la fuga. [1] En ese sentido, para tener una estimación correcta del costo del gas fugado, se necesita una medición confiable del caudal al cual el gas se libera.

Este artículo presenta algunos de los métodos más utilizados por empresas de Gas Natural y Petróleo en todo el mundo para cuantificar el caudal de las fugas detectadas en sus instalaciones, y así direccionar de una mejor manera sus estrategias de mantenimiento y reparación.

2. PROTOCOLO U.S. EPA DE ESTIMACIÓN DE EMISIONES POR FUGAS EN EQUIPOS

La Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos U.S. EPA, ha desarrollado y publicado 4 métodos para la estimación de fugas en equipos de proceso, en las instalaciones de Gas Natural y Petróleo [2]. Estos métodos, en orden de menor a mayor exactitud, son:

1. Método de Factores de Emisión promedio
2. Método de Intervalos de Medida

3. Método de Correlaciones EPA
4. Método de Correlaciones para Unidades Específicas.

En general, los métodos más refinados, como el Método de Correlaciones, requieren más datos pero proporcionan estimaciones más precisas de las emisiones para una unidad de proceso, mientras que los Métodos más simplificados se basan principalmente en el conteo de componentes. A excepción del Método de Factores de Emisión promedio, todos los demás requieren el muestreo de los componentes con un analizador portable de compuestos orgánicos volátiles.

A continuación se describe en detalle cada uno de los Métodos.

2.1 Método de Factores de Emisión Promedio -MFEP

Este Método es útil para estimar las emisiones en una población de componentes, a partir de factores de emisión promedio, y datos específicos de los componentes, como por ejemplo: el tipo (brida, válvula de seguridad, conexión roscada,

etc.), el tiempo de operación de los componentes, y la composición del gas utilizado.

Para las instalaciones de gas natural se han desarrollado factores de emisión a nivel de componente, en unidades de miles de pies cúbicos estándar por componente al año (MSCF/componente/año). Sin embargo, es importante resaltar que este Método no es apropiado para estimar las emisiones de un componente individual durante un corto periodo de tiempo, (por ejemplo: una válvula durante una hora).

El Método de Factores de Emisión promedio presenta mejores resultados para estimar las emisiones de una gran población de componentes, durante un periodo de tiempo relativamente largo (por ejemplo: todas las válvulas de seguridad de una estación de compresión durante un año).

En instalaciones de Gas Natural en particular el Método de Factores de Emisión promedio se puede utilizar para estimar las emisiones fugitivas de metano, utilizando la siguiente ecuación:

$$E_{CH_4} = FE * FA$$

COMPONENTE	COMPONENTES DE LA ESTACIÓN (NO RELACIONADOS CON COMPRESORES) ²		COMPONENTES RELACIONADOS CON COMPRESORES RECÍPROCANTES		COMPONENTES RELACIONADOS CON COMPRESORES CENTRÍFUGOS	
	FACTOR DE EMISIÓN	INCERTID. CON 90% DE CONF.	FACTOR DE EMISIÓN	INCERTID. CON 90% DE CONF.	FACTOR DE EMISIÓN	INCERTID. CON 90% DE CONF.
Válvula	0,867	-	-	-	-	-
Válvula de control	8	-	-	-	-	-
Conexión	0,147	-	-	-	-	-
Línea abierta	11,2	-	-	-	-	-
Línea de venteo	264	84%	-	-	-	-
Válvula de seguridad	-	-	372	171%	-	-
Línea de venteo del compresor	-	-	3683	96%	9352	38%
Sello de compresor	-	-	396	53%	165	53%
Varios ⁴	-	-	180	19%	18	223%

Tabla 1. Factores de Emisión¹ a nivel de componente para el segmento de Transporte de Gas²

Donde E_{CH_4} es la tasa de emisión anual de metano (MSFC/año), FE es el factor de emisión (MSFC/componente/año); y FA es el factor de actividad (No. total de componentes de un mismo tipo);

La Tabla 1 presenta los *Factores de Emisión Promedio* publicados por EPA (1996) para el segmento de Transporte de gas natural, a partir de datos tomados de 24 estaciones en Estados Unidos. Las fugas fueron detectadas utilizando la técnica tradicional de burbujas de jabón, y medidas con un muestreador de alto caudal [3].

2.2 Método de rango de medidas -MRM

El *método de rango de medidas* permite refinar el método de factores de emisión promedio. A diferencia del anterior, este método (y los dos siguientes) requieren el muestreo de datos directamente de los equipos del proceso. En las instalaciones de Gas Natural, este muestreo se realiza con un analizador portable que mide la concentración de metano (en partes por millón -ppm) en el aire alrededor de las fuentes potenciales de fugas (Ver Fig. 1).

El procedimiento para realizar este muestreo es descrito por el Método 21 de la U.S EPA [4].

Este método parte de la definición de “fuga” como una concentración mayor o igual a 10.000ppm de metano alrededor de la fuente analizada (por ejemplo: una brida). Este criterio puede variar de acuerdo a la regulación local, o al tipo de componente fugado. De esta manera, para los componentes determinados con una concentración igual o mayor a la definición de fuga, se clasifican como “FUGA” y se aplica un factor de emisión; para los componentes cuya concentración sea menor se clasifican como “NO FUGA”, y se aplica un factor de emisión diferente.



Fig. 1 Inspección de fugas con analizador portable fuente: <http://www.maltatoday.com.mt>

¹ Factores de emisión en unidades de Msfc/año/componente.

² Tasa anual de emisión de metano ajustada para una concentración de 93,4% volumen de metano del gas transportado

³ Excluidos los componentes directamente conectados o adyacentes al compresor

⁴ Incluye cubierta de las válvulas de los cilindros, y válvulas de combustibles asociadas con el compresor

Fuente	Criterio	Factor de Emisión kg-CH ₄ /h fuente	95 % de cobertura	
			Límite menor	Límite mayor
Conectores (incluye bridas, conexiones roscadas y metal-metal)	No fuga	0,0000338	0,0000271	0,0000406
	Fuga	0,01856	0,01465	0,02247
Válvulas de control (excepto los controladores y actuadores)	No fuga	0,01006	0,007532	0,01259
	Fuga	0,07581	0	0,1706
Válvulas de seguridad	No fuga	0,0006471	0	0,001537
	Fuga	0,3814	0	0,8673
Reguladores de presión	No fuga	0,0000398	0,0000175	0,0000474
	Fuga	0,01977	0,004751	0,03439
Medidores de placa de orificio	No fuga	0,001925	0,0006846	0,003165
	Fuga	0,0088	0,004936	0,01286
Otro tipo de medidores (diafragma, ultrasónicos, turbinas y rotativos)	No fuga	0,0000037	0,0000016	0,0000059
	Fuga	0,0002064	0	0,0006932
Líneas abiertas	No fuga	0,0001127	0,0000249	0,0002006
	Fuga	0,1158	0,05458	0,177
Controladores (incluye dispositivos neumáticos de control de válvulas)	No fuga	-	-	-
	Fuga	0,4681	0,09325	0,8429
Sellos de compresores recíprocantes	No fuga	0,00056	0	0,002115
	Fuga	0,7682	0,4865	1,049
Sellos de compresores centrífugos	No fuga	0,0000075	-	-
	Fuga	0,8546	0,2469	1,462

Tabla 2. Factores de Emisión por rangos de medida para facilidades Upstream de Gas Natural y Petróleo en Canadá

La Tabla 2 muestra los factores de emisión por rangos de medida publicados CAAP (2007) a partir de trabajos de Ross y Picard (1996) para diversos componentes en instalaciones upstream de Gas Natural y Petróleo en Canadá [5].

2.3 Método de Correlaciones EPA

Este método permite refinar los métodos anteriores, mediante ecuaciones que predicen el caudal másico de la totalidad de compuestos orgánicos volátiles (incluido metano y etano) en función de los valores de concentración medidos para un componente en particular. La Tabla 3 presenta las correlaciones publicadas por EPA (1996), para componentes de la industria del Petróleo en Estados Unidos.

COMPONENTE	Correlación del caudal másico de la fuga (kg/h)
Válvulas	$2,29E-6 \times (\text{ppm})^{0,746}$
Sellos de bombas	$5,03E-5 \times (\text{ppm})^{0,746}$
Otros	$1,36E-5 \times (\text{ppm})^{0,589}$
Conectores	$1,53E-6 \times (\text{ppm})^{0,735}$
Bridas	$4,61E-6 \times (\text{ppm})^{0,703}$
Líneas abiertas	$2,20E-6 \times (\text{ppm})^{0,704}$

Tabla 3. Correlaciones EPA

La EPA también ha desarrollado factores de emisión por defecto para los casos en que la concentración medida es “cero” (concentración real es menor que la concentración en el ambiente), o cuando la concentración real es mayor que el alcance del instrumento (por ejemplo, mayor que 10.000ppm). La tabla 4 presenta un ejemplo de factores de emisión por defecto, para concentración “cero”.

2.4 Método de Correlaciones para Unidades específicas

Las *correlaciones para unidades específicas* se desarrollan a partir de mediciones de caudal másicos de fuga con técnica de embolsado, por ejemplo, y de concentración para un equipo en

COMPONENTE	Factor de emisión por defecto (kg/h)
Válvulas	7,8 E-6
Sellos de bombas	2,4 E-5
Otros	4,0 E-5
Conectores	7,5 E-6
Bridas	3,1 E-6
Líneas abiertas	2,0 E-6

Tabla 4. Factores de emisión por defecto para concentración “cero”

particular. Con estos datos se puede desarrollar correlaciones similares a las correlaciones EPA, aunque los coeficientes no necesariamente sean semejantes. El protocolo EPA (1996) describe en detalle el procedimiento para desarrollar estas correlaciones específicas.

Las correlaciones específicas permiten obtener resultados confiables para posteriores estimaciones del caudal de fugas en un equipo. Sin embargo, como ya se mencionó, para obtener las correlaciones específicas (al igual que se obtuvieron las correlaciones EPA) es necesario realizar mediciones iniciales del caudal másico de fuga mediante una técnica llamada “embolsado” que se describe a continuación.

Una de las mejores técnicas disponibles actualmente para la cuantificación de emisiones fugitivas de metano en la industria de gas natural, es el muestreo de alto caudal (hi flow sampler).

Los dos métodos implican el aislamiento del componente con una bolsa y la recolección de la muestra de gas fugado para su análisis.

Sin embargo, estos métodos difieren en la forma en que el gas de arrastre se introduce en la bolsa. En el método de vacío, una bomba de succión introduce el aire a través de la bolsa por succión; mientras que en el método de soplado un gas de arrastre inerte (por ejemplo: nitrógeno) se introduce la bolsa mediante una bomba. La técnica de embolsado permite tener resultados muy exactos para la medición de fugas, sin embargo, por su complejidad, su aplicación está limitada especialmente a la obtención de correlaciones y factores de emisión específicos. [2]

3. MEDICIÓN DIRECTA DEL CAUDAL DE FUGA POR EMBOLSADO

La técnica de embolsado permite obtener el caudal de fuga mediante el aislamiento del equipo o componente con una bolsa impermeable al compuesto fugado. En principio, se introduce un gas de arrastre a un caudal fijo, y se mide la concentración del gas fugado en la corriente de salida, y de esta manera se puede determinar el caudal de la fuga.

Existen dos variantes de esta técnica: el método de vacío y el método de soplado.

4. MÉTODO DE MEDICIÓN DIRECTA POR MUESTREO DE ALTO CAUDAL

Una de las mejores técnicas disponibles actualmente para la cuantificación de emisiones fugitivas de metano en la industria de gas natural, es el muestreo de alto caudal (*hi flow sampler*). Esta técnica permite medir directamente el caudal y la concentración de fugas de metano en bridas, conexiones roscadas y de *tubing*, sellos, válvulas, líneas abiertas y en casi todos los elementos presentes en las instalaciones típicas de gas natural (Ver Fig. 2).



Fig. 2 Muestreo de alto caudal en un actuador neumático.

Esta tecnología fue desarrollada por el *Gas Technology Institute -GTI*, y en este momento es el método de medición de fugas más utilizado debido a la mejor exactitud de sus resultados (respecto a los métodos tradicionales) y su fácil operación. [6]

El equipo de muestreo de alto caudal consiste en una bomba que succiona aire alrededor del componente junto con el gas fugado. Por medio de una manguera flexible la corriente de aire y gas se envía al interior de la unidad, donde pasa a través de una restricción tipo *venturi*. El diferencial de presión en la restricción permite calcular el caudal real de esta corriente. A continuación, la muestra pasa por dos sensores de metano: uno de *oxidación catalítica* y otro de *conductividad térmica*. Estos sensores miden la concentración del gas en la corriente de aire dentro de un intervalo de 0,05% a 100%, con una precisión de $\pm 5\%$ de la lectura o de 0,02% de metano.

Con estas mediciones, se calcula el caudal real de la fuga, como el caudal de la corriente de gas succionada. Para garantizar la captura total del gas fugado, se puede acoplar una serie de accesorios en la manguera de muestreo. [7]

La tabla 5 resume algunas características metroológicas del *muestreador de alto caudal*.

Magnitud	Método de medición	Intervalo de medición	Exactitud (accuracy)
Caudal	Caída de presión a través de una restricción	1,42- 226dm ³ /min [0,05-8,00ft ³ /min]	$\pm 5\%$

Tabla 5. Características metroológicas

La técnica de *muestreo a alto caudal* presenta ventajas sobre los otros métodos tradicionales ya que permite una medición directa del caudal de fugas en un equipo en particular y sus componentes. Esto permite calcular con confiabilidad el costo de gas fugado, y tener un criterio para evaluar la factibilidad de su reparación.

Por otra parte, a diferencia de la técnica de *embolsado*, el muestreo de alto caudal no requiere de complejos montajes, lo cual permite la inspección de cerca de 1200 componentes por día, sin interrupciones del sistema.

CONCLUSIONES

La medición del caudal de fugas en las instalaciones de gas natural es importante, ya que permite valorar el impacto operativo, económico y ambiental de estas emisiones.

Cada uno de los métodos descritos es aceptable de acuerdo al nivel de exactitud requerida, y los recursos disponibles. Por ejemplo, para la estimación del Inventario nacional de emisiones, el método de factor de emisión promedio brinda resultados aceptables.

Sin embargo, los métodos de estimación no brindan una confiabilidad suficiente para soportar la toma de decisiones operativas y de mantenimiento necesarias para la reparación costo-efectiva de ciertas fugas. En este caso, el *método de muestreo de alto caudal* permite tener una valoración más confiable del volumen del gas fugado, y de su costo asociado.

REFERENCIAS

- [1] US EPA Natural Gas STAR, «INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DIRIGIDOS A LAS ESTACIONES DE REGULACIÓN Y EN LAS INSTALACIONES DE SUPERFICIE», 2003.
- [2] US EPA Emission Standards Division, «Protocol for Equipment Leak Emission Estimates», EPA-453/R-95-017, 1995.
- [3] US EPA y GRI, «Volume 8: Equipment Leaks», in Methane Emissions from the Natural Gas Industry, 1996.
- [4] US EPA, «METHOD 21 - Determination of Volatile Organic Compound Leaks».
- [5] CAPP, «Management of Fugitive Emissions at Upstream Oil and Gas Facilities», Alberta, Canadá, 2007-0003, 2007.
- [6] GTI, «Case Study - Hi Flow Sampler Technology Used for Methane Emissions Reduction». [Online]. Available: http://www.gastechnology.org/webroot/app/xn/xd30ba.html?it=enweb&xd=casestudy/delivery/delivery_casestudy_01.xml. [Accessed: 18-jul-2012].
- [7] BACHARACH, «HI FLOW SAMPLER. Natural Gas leak rate measurement. Instruction 0055-9017 Operation & Maintenance». 2010.