

METODOLOGÍAS DE MEDICIÓN Y ESTIMACIÓN DE EMISIONES FUGITIVAS DE METANO EN ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE GAS Y PETRÓLEO

CTA Repsol YPF

Javier Franco, Anna Svoboda, María Laura Vercesi, Osvaldo Leguizamón, Cecilia Torres Vilar

Sinopsis

Dentro de la industria del gas y el petróleo, las emisiones fugitivas de metano, se definen como emisiones no intencionales a partir de válvulas, bridas, conexiones y compresores, entre otras fuentes potenciales. Considerando la problemática que representa del calentamiento global, es necesario detectar y cuantificar las emisiones fugitivas y tomar las medidas necesarias para reducirlas. Además, existen metodologías internacionales de complejidad y precisión creciente que permiten estimar los caudales de emisión de las fugas. El objetivo de este trabajo es presentar los resultados del monitoreo, medición y estimación de emisiones fugitivas de metano en instalaciones de yacimientos de la compañía. La detección y cuantificación (determinación de caudal de pérdida) de emisiones fugitivas de metano se realizó con equipos de campo y siguiendo metodologías internacionales. Este estudio constituye una primera aproximación en lo que respecta a la comparación de caudales de emisiones fugitivas de metano medidos en campo con caudales estimados según metodologías internacionales. A partir de los resultados obtenidos, podría concluirse que las estimaciones de emisiones fugitivas de metano permitieron establecer un ranking prioridades de mantenimiento de instalaciones. Sin embargo, sería necesario continuar realizando mediciones en campo y comparando éstas con estimaciones según los distintos métodos.

Introducción

El gas natural es un combustible fósil que juega un rol importante en el cambio climático cuando el gas metano que lo compone se libera a la atmósfera. Teniendo en cuenta la problemática del calentamiento global, es necesario medir o en su defecto estimar las emisiones de metano cuidadosamente y tomar las medidas necesarias para reducirlas. De esta manera, se establecen medidas de mitigación de las emisiones de gases efecto invernadero además de ahorrarse dinero.

Dentro de la industria del gas y el petróleo, las principales emisiones de metano a la atmósfera son las emisiones fugitivas. A las emisiones fugitivas de metano también llamadas pérdidas o fugas de gas, se las define como cualquier emisión no intencional generada a partir de: válvulas, bridas, sellos de bombas, sellos de compresores, válvulas de alivio, conexiones de muestreo, drenajes de procesos y extremos de línea abiertos.

1. Detección y cuantificación de emisiones fugitivas

Es importante detectar y cuantificar las emisiones de metano debido a que la presencia de estas emisiones puede representar cierto riesgo para la salud de los trabajadores, la seguridad de la instalación y del medio ambiente, y por supuesto pérdidas económicas en ocasiones considerables. La *detección* de emisiones de metano es la medición de concentración de hidrocarburos gaseosos en un área cercana a la pérdida. La detección, permite llevar adelante operaciones de mantenimiento y reparaciones con el fin de evitar las pérdidas. La *cuantificación* de emisiones de metano es la determinación del volumen o masa de hidrocarburos gaseosos emitida por unidad de tiempo (caudal de pérdida). La cuantificación, permite presentar toda medida que se tome como una reducción efectiva de las emisiones globales de la compañía.

Existen equipos portátiles que permiten detectar y cuantificar emisiones de metano en el campo. Para la detección de emisiones de metano se utiliza el equipo *TVA-1000B*. Este equipo permite monitorear y detectar gases inorgánicos y orgánicos. El equipo ofrece dos detectores, PID (Photo Ionization Detection) y FID (Flame Ionization Detection). El detector FID mide compuestos orgánicos utilizando la llama producida por la combustión de hidrógeno y aire. Este detector

permite medir una amplia variedad de hidrocarburos gaseosos siendo altamente sensible al metano. El detector PID consiste en una lámpara ultravioleta de energía específica y una cámara de ionización. Este detector permite monitorear compuestos inorgánicos y orgánicos siendo altamente sensible a los hidrocarburos insaturados, clorados y aromáticos. Para la cuantificación de emisiones de metano se utiliza el equipo *Hi Flow Sampler*. Este equipo está diseñado para determinar el caudal de pérdida de metano alrededor de equipos presentes en la industria del gas. El equipo cuenta con una variedad de accesorios, la elección del accesorio adecuado permite capturar la totalidad de la emisión.

2. Estimación de emisiones fugitivas de metano

La U.S. EPA utilizó información proveniente de estudios realizados durante los últimos 20 años por instituciones como API (American Petroleum Institute) y GRI (Gas Research Institute) para determinar caudales promedio de emisiones fugitivas a partir de distintos componentes de equipos tales como válvulas, bridas y conexiones, entre otros, a partir de los cuales existen emisiones fugitivas de hidrocarburos hacia la atmósfera. Estos valores promedio fueron publicados como factores de emisión promedio para operaciones de producción de petróleo.

La U.S. EPA desarrolló factores de emisión para seis tipos de componentes de equipos (conexiones, bridas, extremos de línea abiertos, sellos de bombas, válvulas y componentes categorizados como otros) y cuatro tipos de corrientes (gas, crudo pesado, crudo liviano y agua/ crudo)

Las emisiones fugitivas de hidrocarburos pueden medirse con instrumentos de monitoreo portátiles. Estos instrumentos proporcionan mediciones expresadas en ppmv llamadas valores de monitoreo. Existe una relación entre la cantidad de hidrocarburo que se pierde a través de la fuga y el valor del monitoreo.

La U.S. EPA reconoce cuatro métodos que pueden utilizarse para calcular emisiones fugitivas de hidrocarburos a partir de componentes de equipos en instalaciones de producción de petróleo:

- Método 1-Método de factor de emisión promedio.
- Método 2-Método de factor de emisión por rango.
- Método 3-Método de factor cero por defecto, ecuaciones de correlación y factores para fuentes fijas.
- Método 4-Método de cuantificación de emisiones fugitivas.

El método de factor de emisión promedio es el más sencillo. Requiere contar o estimar el número de componentes de equipos presentes en una instalación agrupados por tipo de componente y corriente. El número de componentes de cada grupo tipo de componente/ corriente se multiplica por un factor de emisión para calcular la emisión. Una de las desventajas de este método es que asume que cada instalación tiene la misma frecuencia y tamaño de fuga promedio. Otra desventaja es que para un número de componentes constante, este método siempre arroja la misma predicción de emisiones fugitivas de hidrocarburos.

El método de factor de emisión por rango requiere monitorear todos los componentes del sitio con un instrumento portátil de monitoreo de hidrocarburos. En este caso, se registra el número de componentes con valores de monitoreo menores a 10.000 ppmv y el número de componentes con valores de monitoreo superiores a 10.000 ppmv. Los componentes se agrupan además de acuerdo al tipo de corriente. Cada grupo se multiplica por el factor de emisión adecuado.

Los métodos factor cero por defecto, ecuaciones de correlación y factores para fuentes fijas requieren que cada uno de los componentes del sitio se monitoree con un instrumento portátil de monitoreo de hidrocarburos. La diferencia entre este método y el método antes mencionado radica en que en este caso, se debe registrar el valor de monitoreo de cada componente según tres categorías. Los componentes con valores de monitoreo que son iguales a la lectura ambiente se llaman defecto cero y sus tasas de emisión se calculan con factores específicos. Los componentes con valores de monitoreo superiores al valor ambiente pero inferiores a 10.000 ppmv se calculan utilizando ecuaciones de correlación. Los componentes con valores de monitoreo que exceden las

10.000 ppmv se llaman fuentes fijas y sus tasas de emisión se calculan con factores para fuentes fijas.

El método de cuantificación en lugar de basarse en cálculos utilizando factores de emisión, se basa en la cuantificación de las emisiones de los componentes con fuga utilizando alguna de las técnicas de cuantificación.

El objetivo de este trabajo es presentar los resultados de dos campañas de medición y estimación de emisiones fugitivas de metano. En ambas campañas se detectaron y cuantificaron emisiones fugitivas de metano con equipos portátiles de campo y se recolectaron los datos necesarios para estimar realizar estimaciones según los métodos antes mencionados.

Desarrollo

1. Unidad Económica Las Heras (Provincia de Santa Cruz)

Entre el 10 y el 14 de mayo de 2004 se llevó a cabo la campaña de detección, cuantificación y estimación de emisiones fugitivas de metano en la UELH (Unidad Económica Las Heras) En el Distrito III del Yacimiento Loma del Cuy 10, se recorrieron cuatro conductos de distribución interna de gas, dos de dos pulgadas (colectores A y D) y dos de cuatro pulgadas (troncales B y C). Se recorrieron aproximadamente 5430 metros. De esta distancia, 4150 metros correspondieron a conductos de 4 pulgadas de diámetro y 1280 metros a conductos de 2 pulgadas de diámetro.

Las fugas se detectaron con el equipo TVA-1000B. Se utilizó este equipo para realizar el monitoreo de los conductos de la red de distribución interna de gas para combustión e instrumentos. Se trabajó con una definición de fuga igual a 10.000 ppmv (Método 21. Determinación de fugas de compuestos orgánicos volátiles. U.S. EPA). Es decir, únicamente se consideraron emisiones fugitivas a aquellas fugas que fueron detectadas con el TVA-1000B como superiores a las 10.000 ppmv.

Las emisiones fugitivas detectadas con el equipo TVA-1000B se cuantificaron posteriormente con el equipo Hi Flow Sampler, determinando de esta manera el caudal de pérdida de gas de cada una de ellas. La detección de las emisiones de metano se llevó a cabo con el detector FID del equipo TVA-1000B. Se eligió este detector debido a su alta sensibilidad al metano. Durante la cuantificación de las emisiones de metano con el equipo Hi Flow Sampler, en la mayoría de los casos el accesorio más adecuado para capturar la fuga resultó la bolsa de nylon y la boquilla, en otros casos se optó por la bolsa de muestreo para llevar a cabo la medición.

Asimismo, se recolectaron los datos necesarios para estimar emisiones fugitivas de metano según los métodos 1 y 2 antes mencionados.

Las fugas se localizaron principalmente en las cuplas, con la excepción de una pinchadura ubicada en el troncal B, una fuga localizada en una desviación del troncal C y una fuga localizada en una desviación del colector D.

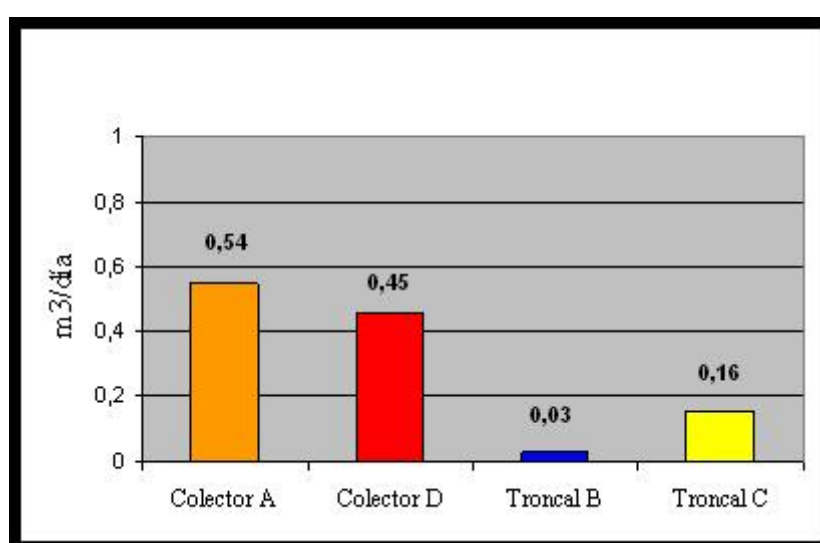
En la tabla 1 se observan los resultados obtenidos para los dos colectores y los dos troncales recorridos.

Tabla 1. Resultados obtenidos para los troncales B y C y para los colectores A y D. Distrito III, Loma del Cuy, UELH.

Conducto	Distancia recorrida (metros)	N ° cuplas monitoreadas	N ° de cuplas con fuga	% de fugas cuantificadas (en relación al número de cuplas recorridas)	Caudal de pérdida total (m ³ /día)
Colector A	330	33	12	36	179,42
Colector D	950	57	13	23	431,42
Troncal B	1250	88	6	7	36,69
Troncal C	2900	116	18	16	453,60
Colector A + Colector D + Troncal B + Troncal C					1101,13

Como se desprende de la tabla el mayor caudal de pérdida total correspondió al troncal C (453,60 m³/ día) y al colector D (431,42 m³/ día). Para el colector A y para el troncal B se registraron caudales de pérdida inferiores, 179,42 y 36,69 m³/ día respectivamente. El caudal de emisión de metano total para los cuatro conductos recorridos fue de aproximadamente 1.100 m³/ día. El mayor porcentaje de fugas detectadas y cuantificadas en relación al número de cuplas monitoreadas se registró en los colectores A (36 %) y D (23 %). Vale la pena destacar que si bien para el troncal C se registró el mayor caudal de pérdida total (453,60 m³/ día), presentó un porcentaje de fugas bajo (16%) en comparación con los otros tres conductos. Este resultado sugiere que en el troncal C se detectaron y cuantificaron pocas fugas pero que se trataba de fugas con caudal significativo. Con el objetivo de poder realizar comparaciones y establecer prioridades de reparación o reemplazo, con el caudal de pérdida total y la longitud de cada conducto se calculó el caudal de pérdida por metro de longitud. En el gráfico 1 se observa que el mayor caudal de pérdida por metro de longitud se registró para los colectores A y D y fue de 0,54 y 0,45 m³/ día respectivamente.

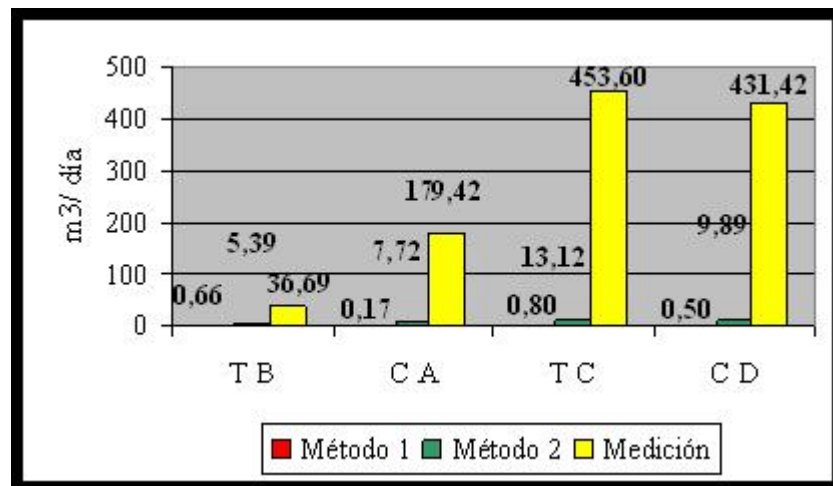
Gráfico 1. Caudal de pérdida de metano por metro de longitud de conducto.



En el gráfico 2 se observan para los cuatro conductos las emisiones fugitivas de metano medidas en campo así como también los caudales de emisión estimados según los métodos 1 y 2. Del gráfico se desprende que al comparar los dos métodos de estimación, en todos los casos, el método 1 arrojó

valores inferiores al método dos. Para el troncal B se estimaron 0,66 y 5,39 m³/ día, para el colector A 0,17 y 7,72 m³/ día, para el troncal C 0,80 y 13,12 m³/ día y para el colector D 0,50 y 9,89 m³/ día, según el método 1 y 2 de estimación respectivamente. Por otra parte, se observa que los valores estimados son inferiores a los valores medidos. Sin embargo, cabe destacar que ambos métodos reflejan la tendencia que se observó en las mediciones donde el mayor caudal de emisión se determinó para el troncal C, seguido por el colector D, el colector A y el troncal B.

Gráfico 2. Caudales de pérdida medidos y estimados según los métodos 1 y 2 para los troncales B y C y los colectores A y D.



2. Yacimientos del área de Malargüe (Provincia de Mendoza)

Durante la semana comprendida entre el 23 y 27 de mayo de 2005 se realizó la campaña de detección y cuantificación de emisiones fugitivas de metano en los yacimientos Cerro Fortunoso, Los Cavaos, Cerro Divisadero y Loma Alta Sur del área Malargüe. El monitoreo se realizó en una planta generadora de energía del yacimiento Cerro Fortunoso, en la sala de compresión de la planta de tratamiento de gas del yacimiento Los Cavaos y en 13 calentadores y 2 hornos pertenecientes a los distintos yacimientos visitados.

Al igual que en la campaña realizada en la UELH, las fugas se detectaron con el equipo TVA-1000B, con una definición de fuga igual a 10.000 ppmv (Método 21. Determinación de fugas de compuestos orgánicos volátiles. U.S. EPA) y estas fugas fueron luego cuantificadas con el equipo Hi Flow Sampler, determinando de esta manera el caudal de pérdida de gas de cada una de ellas.

Foto 1. Personal técnico realizando mediciones con el equipo TVA 1000B en motocompresores de la planta de compresión perteneciente a la planta de tratamiento de gas del yacimiento Los Cavaos.





Foto 2. Personal técnico realizando mediciones con el equipo Hi Flow Sampler en una unión doble de un calentador. En este caso, se usó la bolsa de nylon y la boquilla como accesorio adecuado para capturar la fuga.



Foto 3. Personal técnico realizando mediciones con el equipo Hi Flow Sampler en válvula de un motocompresor de la planta de compresión perteneciente a la planta de tratamiento de gas del yacimiento Los Cavaos.

Además, con el objetivo de recavar los datos necesarios para estimar emisiones fugitivas de metano según los métodos 1, 2 y 3 antes mencionados, en todas las fuentes monitoreadas (calentadores, hornos, motocompresores y motogeneradores), se determinó la concentración de metano en el ambiente. En todas las fuentes, tal como lo requieren estas metodologías, se registró el número y tipo de componentes de equipos con emisiones de metano inferiores a la concentración de metano en el ambiente, el número y tipo de componentes con emisiones de metano superiores a la concentración de metano ambiente pero inferiores a 10.000 ppmv y el número y tipo de componentes con emisiones de metano superiores a la definición de fuga. En estos casos, los componentes se agruparon según las categorías válvulas, bridas, uniones y otros.

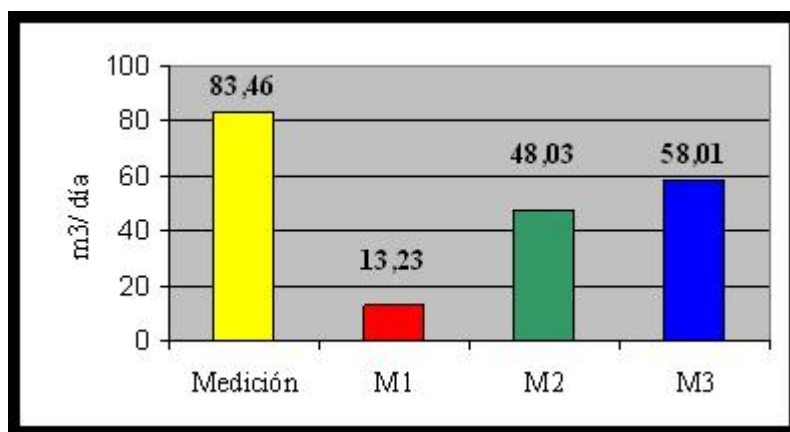
Yacimiento Cerro Fortunoso

En el yacimiento Cerro Fortunoso se monitorearon 9 calentadores y dentro de la planta generadora de energía, el ingreso de gas a la planta y los motogeneradores 1, 2, 3, 4 y 5. Todas estas fuentes fueron monitoreadas con el equipo TVA 1000B recolectándose de esta manera los datos necesarios para estimar emisiones fugitivas de metano según los métodos 1, 2 y 3. En estas fuentes se detectaron y cuantificaron 7 emisiones fugitivas de metano determinándose un caudal de pérdida total para estas fuentes monitoreadas en el yacimiento Cerro Fortunoso de 83,46 m³/ día. Estas

emisiones fugitivas se localizaron en 3 válvulas, 2 uniones dobles y 1 componente clasificado dentro de la categoría otros. También se detectó y cuantificó una fuga a partir de una unión doble y una válvula que se aislaron de manera conjunta para realizar la medición ya que no fue posible determinar la procedencia de la fuga.

En el gráfico 3 se observan los caudales de emisión de metano medidos en campo y estimados según los métodos 1, 2 y 3 para los 9 calentadores y el ingreso de gas a la planta y los cinco motogeneradores de la planta generadora de energía.

Gráfico 3. Caudales de emisión de metano medidos en campo y estimados según los métodos 1, 2 y 3 de estimación. Yacimiento Cerro Fortunoso.



Del gráfico 3 se desprende que en todos los casos, los caudales de emisiones fugitivas de metano estimados resultaron inferiores al caudal de emisión medido en campo (83,46 m³/ día). Con respecto a los caudales de emisión estimados, se observa que la estimación realizada según el método 1 (13,23 m³/ día) resultó inferior a la realizada según el método 2 (48,03 m³/ día) y ésta a su vez inferior a la obtenida a partir del método 3 (58,01 m³/ día).

Yacimiento Los Cavaos

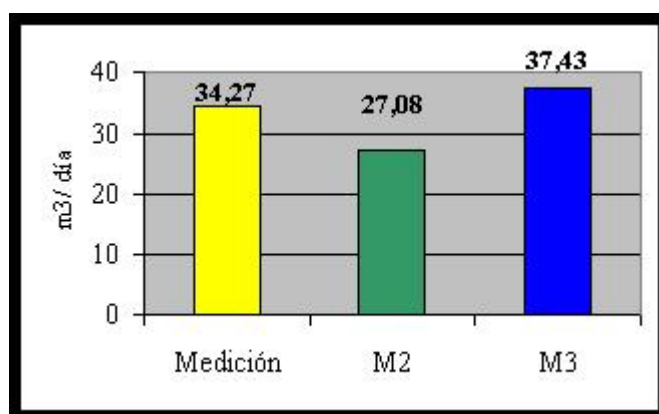
En el Yacimiento Los Cavaos se visitaron los tres motocompresores de la planta compresora de la Planta de tratamiento de gas. En la sala de compresión se detectaron 8 emisiones fugitivas de metano. Cinco de de las fugas se localizaron en 2 bridas, 1 válvula y 1 abertura de vástago del motocompresor 2 y las tres restantes en 1 brida y 2 aberturas de vástago del motocompresor 3.

En el motocompresor 2 se determinó un caudal de pérdida de 9,27 m³/día mientras que en el 3 el caudal de pérdida fue de 25 m³/día siendo el caudal de pérdida total igual a 34,27 m³/ día.

Vale la pena mencionar que en algunos sectores de los motocompresores se detectó una concentración de metano ambiente elevada y por esta razón no fue posible determinar la localización de las fugas y consecuentemente cuantificarlas. Esta condición se observó especialmente en el caso de los motocompresores 2 y 3, en los cuales se detectaron sectores con concentraciones comprendidas entre 2.500 y 10.000 ppmv. Los motocompresores 2 y 3 cuentan con escasa ventilación a diferencia del motocompresor 1 que se encuentra en una zona más ventilada de la planta.

Todos los componentes de cada uno de los tres motocompresores fueron monitoreados con el equipo TVA 1000B recolectándose de esta manera los datos necesarios para estimar emisiones fugitivas de metano según los métodos 2 y 3. Las estimaciones según el método 1 no se pudieron realizar ya que resultó imposible contar todas las válvulas, bridas, conexiones y otros componentes incluidos dentro de la categoría otros de los tres motocompresores y no se contó con planos de planta.

Gráfico 4. Caudales de emisión de metano medidos en campo y estimados según los métodos 2 y 3 de estimación. Yacimiento Los Cavaos.



En el gráfico 4 se observa que la estimación realizada según el método 2 ($27,08 \text{ m}^3/\text{ día}$) resultó inferior a la realizada según el método 3 ($34,27 \text{ m}^3/\text{ día}$). Por otra parte, el caudal de emisión medido a campo resultó superior al caudal estimado según el método 2 pero levemente inferior al estimado según el método 3.

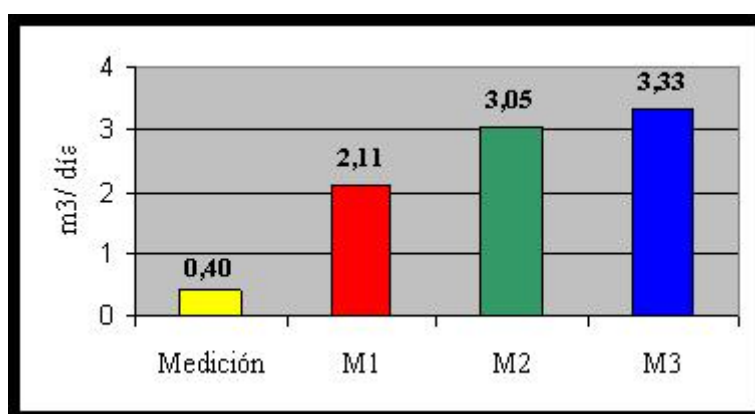
Yacimiento Cerro Divisadero

En el Yacimiento Cerro Divisadero se monitorearon dos hornos. En ambos casos se recolectaron los datos necesarios para estimar emisiones fugitivas de metano según los métodos 1, 2 y 3 de estimación.

En el horno A no se detectaron emisiones fugitivas de metano mientras que en el horno B se detectó y cuantificó una fuga de metano cuyo caudal de pérdida resultó igual a $0,40 \text{ m}^3/\text{ día}$.

Según el método 1 de estimación, el caudal de pérdida de metano del horno A fue $1,66 \text{ m}^3/\text{ día}$ y el del horno B fue $0,45 \text{ m}^3/\text{ día}$. En ambos casos, el caudal de emisión de metano estimado resultó superior al caudal de emisión medido.

Gráfico 5. Caudales de emisión de metano medidos en campo y estimados según los métodos 1, 2 y 3 de estimación. Yacimiento Cerro Divisadero.

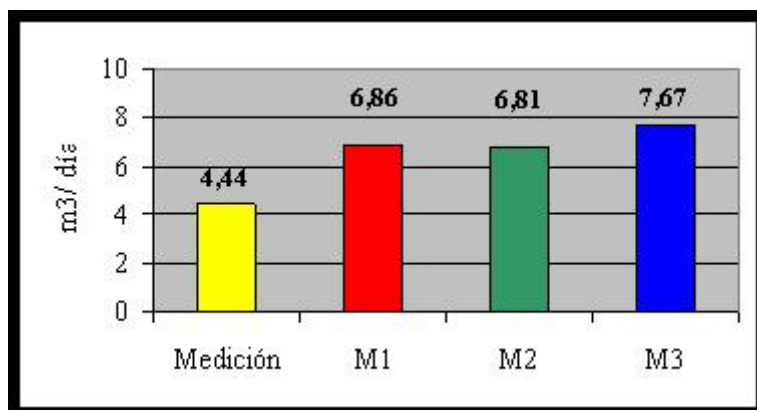


A partir del gráfico 5 se deduce que desprende que en todos los casos, los caudales de emisiones fugitivas de metano estimados resultaron superiores al caudal de emisión medido en campo ($0,40 \text{ m}^3/\text{ día}$). Con respecto a los caudales de emisión estimados, se observa que la estimación realizada según el método 1 ($2,11 \text{ m}^3/\text{ día}$) resultó inferior a la realizada según el método 2 ($3,05 \text{ m}^3/\text{ día}$) y ésta a su vez inferior a la obtenida a partir del método 3 ($3,33 \text{ m}^3/\text{ día}$).

Yacimiento Loma Alta Sur

En el Yacimiento Loma Alta Sur se monitorearon 4 calentadores y se recolectaron los datos necesarios para estimar emisiones fugitivas de metano según los métodos 1, 2 y 3 de estimación. En las fuentes monitoreadas se detectaron y cuantificaron 3 emisiones fugitivas registrándose un caudal de pérdida total de 4,44 m³/día.

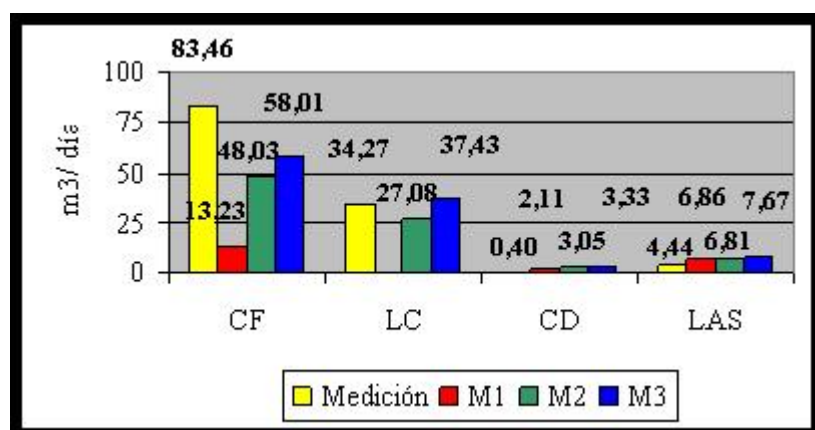
Gráfico 6. Caudales de emisión de metano medidos en campo y estimados según los métodos 1, 2 y 3 de estimación. Yacimiento Loma Alta Sur.



Al igual que en el gráfico 5, en el gráfico 6 se observa que en todos los casos, los caudales de emisiones fugitivas de metano estimados resultaron superiores al caudal de emisión medido en campo (4,44 m³/ día). Con respecto a los caudales de emisión estimados, se observa que la estimación realizada según el método 1 (6,86 m³/ día) resultó levemente superior a la realizada según el método 2 (6,81 m³/ día) y ésta a su vez inferior a la obtenida a partir del método 3 (7,67 m³/ día).

A modo comparativo, en el gráfico 7 se volcaron los caudales de metano medidos en campo y estimados según los distintos métodos para los cuatro yacimientos.

Gráfico 7. Caudales de emisión de metano medidos en campo y estimados según los métodos 1, 2 y 3 de estimación. Yacimientos Cerro Fortunoso (CF), Los Cavaos (LC), Cerro Divisadero (CD) y Loma Alta Sur (LAS)



Del gráfico 7 se desprende que los caudales de emisión de metano medidos en los yacimientos Cerro Fortunoso y Los Cavaos resultaron superiores a los estimados según los métodos 1, 2 y 3 y según los métodos 2 y 3 respectivamente. En el caso de los yacimientos Cerro Divisadero y Loma Alta Sur, se observa la condición opuesta, ya que los caudales de emisión medidos resultaron inferiores a los caudales de emisión estimados.

Si se comparan los tres métodos de estimación, se observa que en todos los casos, los caudales de emisión estimados con el método 3 fueron mayores a los estimados con el método 2 y éstos a su vez superiores a los obtenidos aplicando el método 1.

Conclusiones

Los resultados obtenidos en la campaña de medición realizada en la UELH permitieron conocer cuál es la situación de los dos colectores y dos troncales estudiados. Debido a que estos conductos representan un pequeño porcentaje (1% aproximadamente) del total del sistema de conductos de la red de distribución interna de gas para combustión e instrumentos, no sería recomendable extrapolar estos resultados al resto la cañería. Sin embargo, estos resultados pueden considerarse una herramienta útil para tener una primera aproximación al estado actual del sistema de distribución interna de gas. Además, permitieron establecer un ranking de prioridades de reparación o reemplazo dentro del sistema de conductos de la red de distribución interna de gas para combustión e instrumentos.

Con respecto a los caudales de emisión estimados, se observó que éstos fueron inferiores a los caudales de emisión medidos en campo. Sin embargo, dado que las estimaciones mostraron la misma tendencia que las mediciones (se midió y estimó mayor caudal de emisión para el troncal C, seguido por el colector D, el colector A y el troncal B), podría concluirse que en ausencia de datos de campo, estos valores habrían resultado útiles para establecer prioridades de reparación. Es necesario considerar algunas variables que pueden haber influido sobre los caudales de emisión obtenidos en campo. Por un lado, el total de metros de conductos recorridos incluye porciones de los conductos con sus correspondientes cuplas que no fueron monitoreados por encontrarse bajo tierra. Además, cabe destacar que la intensidad del viento pudo haber afectado las detecciones realizadas con el equipo TVA 1000B. Sin embargo, con respecto a las cuantificaciones realizadas con el equipo Hi Flow Sampler, resulta poco probable que las mediciones realizadas con este equipo hayan sido afectadas por esta misma variable, ya que los accesorios del equipo permiten aislar correctamente la fuga del viento. También es necesario considerar variables relacionadas con la metodología de muestreo, como por ejemplo la posibilidad de acceder correctamente a las fugas.

Al comparar los caudales de emisión de metano medidos a campo durante la campaña realizada en yacimientos del área de Malargüe con los caudales de emisión estimados, se observa que los valores estimados para los yacimientos Cerro Fortunoso y Los Cavaos resultaron inferiores a los valores medidos. La situación inversa se observó en el caso de los yacimientos Cerro Divisadero y Loma Alta Sur, donde los valores estimados resultaron superiores a los medidos en campo. En todos los casos, los valores estimados según el método 1 resultaron inferiores a los estimados según el método 2 y éstos menores a los estimados según el método 3 de estimación.

Al comparar los valores estimados para cada yacimiento según cualquiera de los tres métodos, se evidencia que los mayores caudales de emisión se estimaron para Cerro Fortunoso, seguido por Los Cavaos, Loma Alta Sur y Cerro Divisadero.

En síntesis, este trabajo podría considerarse una primera aproximación en lo que respecta a la comparación de caudales de emisiones fugitivas de metano medidos en campo con caudales estimados según metodologías internacionales. A partir de los resultados aquí obtenidos, podría concluirse que las estimaciones permitieron en el caso de la UELH establecer un ranking de reparación de los conductos estudiados. Con respecto a los yacimientos del área de Malargüe, podría afirmarse que las estimaciones sirvieron para ordenar los yacimientos de acuerdo a sus caudales de emisiones fugitivas de metano. Sin embargo, las mediciones realizadas en campo permitieron conocer los caudales de emisión reales.

En base a los resultados aquí presentados, no es posible afirmar si las estimaciones de emisiones fugitivas de metano sobreestiman o subestiman las mediciones. A partir de este trabajo, se podría concluir que ambas metodologías se complementan y que es necesario continuar haciendo mediciones en campo y comparando éstas con estimaciones según los distintos métodos.

Cabe destacar que a partir de los resultados obtenidos en la UELH y en yacimientos del área de Malargüe se recomendó una vez realizados los reemplazos o reparaciones correspondientes, monitorear nuevamente las fuentes de emisiones fugitivas de metano antes detectadas y de esta manera verificar la reducción efectiva de las emisiones. Asimismo se sugirió realizar campañas de muestreo periódicas con el objetivo de detectar de manera temprana la presencia de emisiones fugitivas en las instalaciones.

Bibliografía

Calculation Workbook for Oil and Gas Production Equipment Fugitive Emissions. Health and Environmental Sciences Department. American Petroleum Institute. API Publication 4638. April 1996.

Code of Federal Regulations, Title 40, Part 60, Appendix A (1990). **Reference Method 21. Determination of Volatile Organic Compound Leaks.** Washington, DC. U.S. Government Printing Office. Revised June 22 1990.

Hi Flow Sampler. Natural Gas Leak Rate Measurement. Instruction 55-9017. Operation & Maintenance. Bacharach. Rev.0 February 2003.

Model TVA-1000B. Toxic Vapor Analyzer. Instruction Manual. Thermo Environmental Instruments. June 2001.