



**INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETROLEO Y DEL GAS**

PRÁCTICA **RECOMENDADA**

PR IAPG - SC 19 - 2020 - 00

**Gestión de emisiones de metano
en operaciones de explotación y
producción**

1 Notas Especiales

Por tratarse de una Práctica Recomendada (PR) las acciones, modalidades operativas y técnicas en ellas incluidas, carecen de contenido normativo, legal o interpretativo, y no resultan obligatorias ni exigibles por terceros bajo ninguna condición.

No podrán ser invocadas para definir responsabilidades, deberes, ni conductas obligatorias para ninguno de los sujetos que las utilice, ya que sólo integran un conjunto de consejos para el mejoramiento de las operaciones comprendidas.

La adopción de una PR no libera a quien la utilice del cumplimiento de las disposiciones legales nacionales, provinciales y municipales, como así tampoco de respetar los derechos de patentes y /o propiedad industrial o intelectual que correspondieren.

El IAPG no asume, con la emisión de esta PR, la responsabilidad propia de las Compañías, sus Contratistas y Subcontratistas, de capacitar, equipar o entrenar apropiadamente a sus empleados. Así mismo el IAPG no releva ni asume responsabilidad alguna en lo que respecta al cumplimiento de las Normas en materia de salud, seguridad y protección ambiental.

Toda cita legal o interpretación normativa contenida en el texto de esta PR no tiene otro valor que el de un indicador para la conducta propia e interna de quienes voluntariamente la adopten o utilicen, bajo su exclusiva responsabilidad.

2 INTRODUCCIÓN

La industria energética, y en particular la de hidrocarburos, desempeña un rol clave en las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI o Greenhouse Gases, GHG). Las emisiones generadas por combustión de combustibles fósiles en los diferentes sectores económicos representan el 76% de las emisiones GEI; el 24% restante corresponde a agricultura, deforestación y cambio en el uso de tierras.

Reducir emisiones es un objetivo científico, político y de negocio relevante desde hace más de 25 años; con el Protocolo de Kioto (1997) y el Tratado de París (2015), las emisiones GEI se incorporan como parte integrante de los planes estratégicos nacionales e internacionales y de la agenda global. Los documentos históricos de Kioto y París marcan límites y acciones para revertir las concentraciones de GEI en la atmósfera terrestre.

En noviembre de 2018, el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC por sus siglas en inglés; ONU) publicó el reporte especial: “Global Warming of 1.5° C: Summary for Policymakers”, en donde se advierte sobre la urgencia de las acciones para revertir el crecimiento constante de emisiones y temperatura. El reporte, divulgado antes de la Conferencia de las Partes 24 (COP24), realizada en Katowice, afirma la necesidad de una acción incisiva sobre emisiones, con un plazo máximo de tiempo estimado en 10 años. Se considera hoy un imperativo en la industria de los hidrocarburos, para llegar a un nivel de GEI compatible con un calentamiento menor a 1,5°C, promover acciones firmes de aceleración de eficiencia energética, detección y remediación de fugas de metano a lo largo de la cadena del gas, aumento del factor de recobro y máxima explotación rápida de activos, tecnología digital e innovación.

Uno de los mayores desafíos del siglo 21 es brindar soluciones a la demanda creciente de energía al mismo tiempo que hacer frente a la emergencia climática, comprometiéndose con el tratado de París. El gas natural juega un rol fundamental en el abastecimiento de la demanda global de energía y en la transición hacia un futuro bajo en emisiones de GEI.

La participación de la República Argentina en las emisiones globales de GEI es de ~0,8 %, lo cual la ubica (por volumen) en el puesto 25 a nivel mundial y en el 53 en las emisiones per cápita. En el mes de diciembre de 2019 se publicó en Argentina la ley de Presupuesto Mínimos de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático Global.

Uno de los GEI de mayor relevancia es el metano (CH₄) que de acuerdo con publicaciones del IPCC presenta un potencial de calentamiento 25 veces mayor que el dióxido de carbono (CO₂), considerando un horizonte de tiempo de 100 años.

Prácticas de detección, cuantificación y mitigación de las emisiones y fugas de metano como la que se propone, representan un paso importante en el compromiso de las empresas hacia la producción responsable de energía, la sustentabilidad y el cambio climático.

Estimaciones independientes afirman que más del 2% de todo el gas natural extraído en el mundo termina en la atmósfera. Esta estimación tiene asociados costos regulatorios, pérdidas económicas y relevantes consecuencias ambientales.

Consideramos de gran relevancia para el país y para la región, establecer un protocolo de reducción de emisiones de metano, en el marco de la estrategia de la comercialización del gas como combustible puente en el marco de las transiciones energéticas.

Por ello, en el Instituto Argentino del Petróleo y Gas (IAPG), las principales empresas operadoras petroleras de Argentina resolvieron conformar un grupo de trabajo a los fines de desarrollar esta

práctica recomendada para delinear las pautas necesarias para una adecuada gestión de las emisiones de metano y su consecuente reducción en las actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

La mayoría de las compañías petroleras internacionales eligen hoy adoptar la detección área como metodología principal para la identificación de fugas, en conjunto con el uso de instrumentación terrestre fija (cámaras infrarrojas) desde el suelo para corroborar puntos de fugas (metodologías top down - bottom up). Se consideran tecnologías complementarias los relevamientos satelitales y la instrumentación terrestre móvil (drones).

3 PROPOSITO

El objeto de la presente práctica recomendada es proponer las acciones necesarias para una correcta gestión de las emisiones de CH₄ en las actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

Esta práctica comprende a las emisiones denominadas “de proceso” y “fugitivas”, es decir aquellas que resultan de pérdidas provenientes de equipos o componentes presurizados, que no son intencionales y que, al no presentar situaciones de riesgo inminentes, riesgos de integridad de procesos o instalaciones no requieren de respuesta inmediata.

Fuentes de emisiones de proceso:

- Venteos en situaciones de emergencias
- Deshidratadoras de glicol
- Tamiz molecular
- Procesos de purga planificados
- Emisiones de plantas de tratamiento de aguas residuales
- “Stacks” fríos, quema en antorchas, incineradores

Fuentes de emisiones fugitivas:

- Vástagos de válvulas
- Bridas
- Líneas de conducción abiertas
- Sellos de bombas, compresores centrífugos
- Válvulas de alivio de presión
- Válvulas de seguridad
- Equipos neumáticos de venteos
- Ductos
- Tanques de almacenamiento

Cabe mencionar que estas fuentes fugitivas pueden producirse durante periodos prolongados al no ser detectadas y reparadas rápidamente.

La implementación de esta práctica permitirá una correcta gestión en cuanto a la detección y reparación de fugas de GEI favoreciendo la reducción de emisiones como así también reducir la pérdida de gas comercializable.

Los objetivos de este documento/práctica son:

Que las empresas puedan desarrollar sus actividades en ambientes donde las emisiones fugitivas estén identificadas, controladas y reparadas.

Que las empresas puedan implementar programas de detección de pérdidas según los requerimientos o prácticas recomendadas en el sector minimizando las pérdidas en equipos, detectándolas en tiempos aceptables y asegurando la gestión de las mismas y actualización de los registros.

Que las empresas puedan incorporar la temática en las gestiones futuras de compras de equipamientos.

Que las empresas puedan beneficiarse de la identificación de nuevas tecnologías según el estado del arte de la reducción de emisiones.

Que las empresas puedan incorporar los resultados de estas buenas prácticas en el diseño de nuevas instalaciones.

Los **Anexo 1 y 2** detallan todas las fuentes de emisiones consideradas

4 PROCESO DE DETECCIÓN Y CUANTIFICACIÓN DE EMISIONES

Previo a la detección de emisiones fugitivas, es importante destacar que controlar y minimizar la probabilidad de fugas en equipos y/o componentes implica siempre seguir los últimos estándares de diseño de las instalaciones y de selección de materiales y equipos; implica también seguir las especificaciones de fábrica en instalación, uso y mantenimiento, así como también el uso de la última tecnología en sistemas de recuperación de venteos, fugas y reducción de emisiones.

Se recomienda que las nuevas instalaciones consideren en su etapa de diseño la implementación de las siguientes mejores prácticas para la prevención y gestión adecuada de las emisiones: Sistemas de recuperación de vapores.

Bombas y controladores neumáticos a aire comprimido o eléctricas.

Compresores con sellos secos. En caso de tener que instalar compresores reciprocantes herméticos los mismos deberán estar conectados con sistemas de recuperación de vapores.

En cuanto a los procesos de detección de emisiones fugitivas, a continuación, se presentan algunos métodos de monitoreo de pérdidas y emisiones fugitivas, teniendo en cuenta que se define como fuga a cualquier emisión de un componente visible mediante el uso de imágenes de gas óptico (OGI), o bien a una lectura instrumental menor o igual a 500 ppm de concentración (método 21 EPA):

- Inspecciones rutinarias conducidas por personal especializado de tipo visual, auditivo, olfativo y táctil. Por lo general estas actividades son de tipo complementarias a la utilización de otras técnicas.

Las inspecciones rutinarias se basan sobre la actividad de operadores que al recorrer de manera sistemáticas las instalaciones, lleva adelante inspecciones del área identificando emisiones fugitivas por medio de sensores naturales visuales, auditivos, olfativos y táctiles. La frecuencia de las recorridas puede ser definida según programas preestablecidos de tipo cambio de turno o bien pueden ser específicas de identificación de emisiones fugitivas. La frecuencia deberá ser establecida considerando también la potencial ocurrencia de fugas en la instalación.

Instalaciones sin personal o en sitios remotos, tendrán actividades programadas de visita al sitio correspondientes con actividades planificadas de mantenimiento.

- Programa de identificación de pérdidas por equipo y componentes; en general cada equipo y componente contarán con un programa de identificación de pérdidas. Esta actividad de detección de pérdidas se realiza por medio de equipos como los Detectores de foto ionización (PID), Detectores de ionización por llamas (FID) o los detectores ultrasónicos. La capacidad de detección de estos instrumentos tiene que ser igual o mayor a 500 ppm.

- Identificación de emisiones de amplia visualización mediante el uso de cámaras infrarrojas específicas.

- Sistemas de monitoreo de gases instalados en forma permanente (particularmente para aquellos sitios donde existan potenciales emisiones de metano y otros compuestos orgánicos volátiles y emisiones que representen otro tipo de riesgos como ser H2S). Esta práctica es aplicable a sitios grandes e integrados como las plantas de gas o estaciones compresoras y no es una práctica común en activos no convencionales.

Se recomienda para la detección de emisiones fugitivas el uso de instrumentos ópticos o bien, otro instrumento homólogo, que tenga un rango de detección igual o superior y que sea reconocido internacionalmente. El empleo de los instrumentos deberá realizarse atendiendo a las recomendaciones del fabricante y deberán detectar gases en concentraciones iguales o mayores a 500 ppm.

Los Anexo 3 y Anexo 4 detallan las tecnologías actualmente disponibles en el mercado para la detección y cuantificación de metano respectivamente.¹

La identificación por visualización panorámica (por ejemplo, mediante el uso de cámaras infrarrojas) y la posterior medición directa de aquellas pérdidas identificadas es posiblemente el método más preciso para la identificación de las emisiones de metano, entre otros gases.

Para realizar la cuantificación, se debe seleccionar la opción más apropiada considerando el componente o equipo relacionado a la pérdida identificada.

En el caso de la medición directa, las mismas deben ser realizadas con equipos debidamente calibrados y siguiendo las recomendaciones del fabricante. A su vez, se deben llevar a cabo en diferentes condiciones de operación de acuerdo con su posible afectación en las emisiones.

5 REPARACIÓN DE EMISIONES

Los operadores podrán seguir los tiempos de reparación recomendados por la USEPA según Title 40 Chapter I Subchapter C Part 60 Subpart OOOOa; particularmente el contenido §60.5397^a; h(1) que establece que cada fuente de emisiones fugitivas identificada debe repararse o reemplazarse en cuanto sea posible desde el punto de vista operativo, pero no debe superar los 30 días calendarios después de la detección.

A continuación, se presenta una tabla con los valores recomendados (umbrales de emisión) y los plazos máximos de reparación recomendados en situaciones donde la detección y cuantificación de la concentración del gas en el punto de emisión es conocido.

Umbral de emisión	Plazo máximo recomendado
500 a 9.999 ppm	15 días corridos
10.000 a 49.999 ppm	3 días corridos
50.000 ppm o mayor	24 horas
Fugas detectadas pero que cuya reparación no presente un riesgo para las instalaciones/operación y/o personas y que su reparación demande una situación de riesgo en operación de las instalaciones o que sea un equipo y/o componente crítico de proceso.	Siguiente paro programado o 15 meses cualquiera ocurra primero.

¹ Climate & Clean Air Coalition – Appendix A: Conducting emissions surveys, including emission detection and quantification equipment, May 2017.

Es recomendable implementar en cada instalación un programa anual de Detección y Reparación de Fugas en todos los equipos y componentes que han sido identificados como fuentes o posibles fuentes de emisión que permita definir la magnitud de la emisión (si existiese), los tiempos de reparación (dependiendo de su concentración y otras variables), la designación de responsables con el fin de asegurar su implementación, el análisis de su evolución mediante una inspección técnica y la efectividad de la reparación implementada, en el caso de que haya sido realizada alguna tarea correctiva. En particular, esta iniciativa debe permitir recolectar información para identificar tendencias y patrones de fugas y ajustar la frecuencia de monitoreo en función de estas observaciones.

Los equipos / componentes que hayan presentado fugas, deberán estar identificados mediante una etiqueta que incluya la fecha de detección y el flujo o concentración de haber sido cuantificado. La etiqueta sólo podrá ser removida cuando se haya reparado exitosamente la fuga.

En los casos que se detecte una fuga en un equipo / componente crítico o bien de riesgo, se recomienda reducirla en la medida posible; la reparación deberá llevarse a cabo según lo mencionado en la tabla anterior, comprobando el éxito de la reparación. En caso de que los equipos / componentes no puedan ser reparados y/o sustituidos en el tiempo requerido debido a la carencia de éstos, se recomienda llevar a cabo acciones orientadas a reducir la fuga, conservando la información que compruebe la solicitud del suministro de los mismos, la fecha estimada de su recepción y la anotación en el registro de las acciones.

Como parte de la práctica recomendada operativa particularmente de los equipos neumáticos, se deben implementar medidas apropiadas para la identificación de funcionamiento incorrecto. Se recomienda que los equipos sean inspeccionados como parte de las inspecciones de Detección y Reparación de Pérdidas o durante los programas de inspección de mantenimiento. Los equipos y controladores que han sido identificados funcionando en forma incorrecta, deben ser reparados o reemplazados en el menor tiempo posible de acuerdo con las condiciones operativas y de seguridad del sitio. Con el objeto de determinar la tasa de emisión de estos equipos, es recomendable realizar una medición directa de las emisiones o utilizar ecuaciones que contemplen las características de ingeniería de los equipos/componentes.

6 REPORTE Y REGISTRO DE ACTIVIDADES

Se recomienda generar y mantener un registro de las actividades realizadas para monitorear la evolución de los procesos de detección y reparación de fugas.

Es recomendable tener un programa de registro de las actividades de inspección y mantenimiento de los equipos / componentes que sean soporte de las actividades realizadas por la empresa. Este programa de reporte y registro debe asistir a las actividades de seguimiento de forma de asegurar que se implementan las acciones necesarias una vez identificadas las pérdidas.

A su vez, dicho registro debe servir para establecer las frecuencias de monitoreo idóneas a un sistema eficiente en términos de parámetros ambientales y económicos.

De esta forma, se recomienda que el sistema registre:

- Fecha de revisión, instalación relevada, equipo o componente con fugas, equipamiento utilizado para registrar la fuga, identificación/codificación designada a la misma.
- Reparaciones realizadas en equipos o componentes con fugas y frecuencia de reparaciones de un mismo equipo.
- Análisis realizados sobre los equipos inspeccionados que presentaban fugas para obtener información sobre seguridad, salud o ambiental.

Los sistemas de reporte y seguimiento, prolijos y claros, sirven en las actividades de auditoría, cualquier sea su índole, con el fin de dejar evidencia de las acciones realizadas.

7 BIBLIOGRAFÍA

IPCC, 2018: Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty [V. Masson-Delmotte, P. Zhai, H. O. Pörtner, D. Roberts, J. Skea, P.R. Shukla, A. Pirani, W. Moufouma-Okia, C. Péan, R. Pidcock, S. Connors, J. B. R. Matthews, Y. Chen, X. Zhou, M. I. Gomis, E. Lonnoy, T. Maycock, M. Tignor, T. Waterfield (eds.)].

Disposiciones Administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la prevención y el control integral de las emisiones de metano del Sector Hidrocarburos - México2

Fugitive emission management plan Enbridge

BMP 2007- CAPP


Pipeline Leak Detection Programs - May/2018 - CAPP

Climate & Clean Air Coalition (CCAC) O&G Methane Partnership - Technical Guidance Documents



Climate & Clean Air Coalition - Appendix A: Conducting emissions surveys, including emission detection and quantification equipment, May 2017


8. Anexos

Anexo 1: Fuentes de emisiones de proceso descripción, técnicas de mitigación, equipos de detección y cuantificación disponibles, y metodologías de cuantificación³


Fuente	Información General
<p>Fractura hidráulica y finalización de pozo <i>Fuente de emisión de Proceso/Producción</i></p>  <p>Fuente de la imagen: http://www.USGS.gov</p> <p>Información adicional: http://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-8-well-venting/flaring-during-well-completion</p>	<p>Descripción</p> <p>La fracturación hidráulica se realiza en zonas que contienen hidrocarburos para crear vías para que los mismos y el agua fluyan hacia un pozo. Durante este proceso, el gas puede ser arrastrado con agua e hidrocarburos líquidos desde el pozo durante la fase de flujo de retorno, así como durante la producción. El resultado es que, volúmenes significativos de gas pueden ser venteados a la atmósfera si no se cuenta con equipamiento que permita separar el gas de los líquidos y sólidos y, que posteriormente pueda ser capturado.</p> <p>Técnicas de mitigación</p> <p>Adoptar prácticas de “finalización verde” para capturar el gas en boca de pozo durante la finalización del mismo y direccionar el gas (proveniente del flowback) para ser utilizado como combustible, venderlo o quemarlo en antorcha en lugar de ventearlo, se alcanzan reducciones de hasta un 95%.</p> <p>Equipos de detección</p> <ul style="list-style-type: none"> • Equipo óptico de imágenes de Gas <p>Equipos de cuantificación</p> <ul style="list-style-type: none"> • Medidor de turbina • Anemómetro de hilo caliente • Anemómetro de paleta • Medidor de orificio <p>Metodologías de cuantificación</p> <ul style="list-style-type: none"> • Metodología de medición directa y cálculo • Factores de emisión por defecto (Sm³/finalización/año)
<p>Venteo en el cabezal del encamisado en pozos de petróleo <i>Fuente de emisión de Proceso/Producción</i></p>	<p>Descripción</p> <p>El gas en el cabezal del encamisado se puede acumular en el espacio anular del pozo entre la tubería y el encamisado, particularmente en pozos de petróleo marginales con un GOR bajo. Generalmente esto es beneficioso, ya que el gas del cabezal del encamisado hace que el petróleo fluya por la tubería. Sin embargo, en</p>


³ Climate & Clean Air Coalition – Appendix A: Conducting emissions surveys, including emission detection and quantification equipment, May 2017.


Fuente	Información General
 <p>Fuente de la imagen: http://www.weatherford.com</p> <p>Información adicional: http://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-9-casinghead-gas-venting</p>	<p>los pozos de petróleo maduro equipados con bomba de succión o una bomba sumergible eléctrica, este gas puede comenzar a restringir el flujo de petróleo, disminuyendo así la producción de un pozo con vapor que bloquea la bomba. Combinado con la contrapresión de los equipos de superficie de un pozo de petróleo, la presión resultante del gas del cabezal puede restringir severamente la producción. Por lo tanto, la presión del gas acumulado en el espacio anular del pozo debe eliminarse para mantener la producción y, una solución común es ventear el gas del cabezal a la atmósfera.</p> <p>Instalar compresores/VRU (unidades de recuperación de vapores) para capturar el gas del cabezal del encamisado o conectar el encamisado a tanques equipados con VRUs o direccionar el gas a una antorcha, donde se puede alcanzar hasta un 95% de reducción de emisiones.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Equipo óptico de imágenes de Gas • Medidor de turbina • Anemómetro de hilo caliente • Anemómetro de paleta • Medición directa • Cálculo de ingeniería • Factores de emisión por defecto (Sm³/pozo o Sm³/evento/año) <p>Técnicas de mitigación</p> <p>Equipos de detección</p> <p>Equipos de cuantificación</p> <p>Metodologías de cuantificación</p>
<p>Descarga de líquidos en pozos de gas <i>Fuente de emisión de Proceso/Producción</i></p>  <p>Fuente de la imagen: CCAC</p> <p>Información adicional:</p>	<p>Muchos pozos de gas natural inicialmente tienen suficiente presión en el yacimiento, cuando se finalizan, para que los fluidos de formación fluyan a la superficie junto con el gas producido. Sin embargo, a medida que la producción de gas avanza y la presión del reservorio disminuye, la velocidad del fluido en el pozo también disminuye. Finalmente, la velocidad del gas ya no es suficiente para elevar el líquido hasta la superficie y las gotas de líquido comienzan a acumularse en la cañería. Esto crea una caída de presión adicional y reduce significativamente la velocidad del gas. A medida que la presión del pozo se acerca a la presión de cierre del reservorio, el flujo del gas finalmente se detiene y los líquidos se acumulan en la parte inferior de la cañería. Un enfoque común para restablecer temporalmente el flujo es ventear el pozo a la atmósfera ("purga" del pozo), lo que puede producir importantes emisiones de metano.</p> <p>Descripción</p>



Fuente	Información General	
<p>http://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-7-well-venting-liquids-unloading</p>	Técnicas de mitigación	<ul style="list-style-type: none"> • Instalar sistema optimizado de plunger lift para alcanzar un mínimo venteo de gas. • Adicionalmente, instalar tecnología Inteligente de Pozo a los sistemas plunger lift, un sistema autónomo que determine cuando el ciclo del plunger lift requiere activarse para determinar de manera óptima cuándo deben descargarse los líquidos. • Agregar agentes espumantes, jabones y surfactantes para reducir la velocidad que requiere el gas para arrastrar los líquidos del pozo. • Instalar sistema de reducción del área transversal de la cañería del pozo para aumentar la velocidad de flujo.
	Equipos de detección	<ul style="list-style-type: none"> • Equipo óptico de imágenes de Gas
	Equipos de cuantificación	<ul style="list-style-type: none"> • Medidor de turbina • Anemómetro de hilo caliente • Anemómetro de paleta
	Metodologías de cuantificación	<ul style="list-style-type: none"> • Medición directa • Cálculos de ingeniería⁴ • Factores de emisión por defecto (Sm³/pozo o Sm³/evento/año)
<p>Deshidratadoras de Glicol Fuente de emisión de Proceso/Producción y Recolección y Procesamiento</p>  <p>Fuente de la imagen: MESCO</p> <p>Información adicional:</p>	Descripción	<p>Las deshidratadoras de glicol eliminan el agua de una corriente de gas húmedo entrante utilizando mono etilenglicol, dietilenglicol o, más comúnmente, trietilenglicol. El glicol se bombea a través de una bomba neumática o eléctrica al contenedor donde el mismo se mezcla con la corriente de gas natural. Las emisiones resultantes dependen en gran medida de cómo se configura y opera la unidad, pero los dos puntos de emisión potenciales son el cabezal del flasheo del tanque y del venteo de la destilación en la regeneración del glicol.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Instalar separadores de flasheo de tanques y optimizar la tasa de circulación del glicol, pudiendo alcanzar un 90% de reducción de emisiones. • Direccionar los flasheos del tanque y los venteos en el deshidratador de regeneración a VRUs para su posterior uso como combustible (alcanzando
	Técnicas de mitigación	

⁴ Referencia API, ANGA. Characterizing Pivotal Sources of Methane Emissions from Natural Gas Production. Sept 21, 2012. Obtenido de: [http://www.api.org/~/media/Files/News/2012/12-](http://www.api.org/~/media/Files/News/2012/12-October/API-ANGA-Survey-Report.pdf)


Fuente	Información General	
<p>http://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-5-glycol-dehydrators</p>		<p>hasta un 90% de reducción de emisiones) o enviar a antorcha (alcanzando hasta un 98% de reducción de emisiones).</p> <ul style="list-style-type: none"> • Reemplazar por deshidratadores de emisión cero (por ejemplo, desecantes) alcanzando hasta un 100% de reducción de emisiones. • Redireccionar el gas del skimmer del glicol, alcanzando hasta un 95% de reducción de emisiones. • Reemplazar bombas de glicol asistida por gas con bombas de glicol eléctrica, alcanzando hasta un 100% de reducción de emisiones.
	Equipos de detección	<ul style="list-style-type: none"> • Equipo óptico de imágenes de Gas
	Equipos de cuantificación	<ul style="list-style-type: none"> • Medidor de turbina • Anemómetro de hilo caliente • Anemómetro de paleta
	Metodologías de cuantificación	<ul style="list-style-type: none"> • Medición directa (desafiante) • Cálculo de ingeniería mediante Software • Factores de emisión por defecto (ejemplo: Sm³/MM Sm³ producción/año)
<p>Bombas y controladores neumáticos que utilizan gas natural <i>Fuente de emisión de Proceso/Producción; Recolección y Procesamiento; y Transporte y Almacenamiento</i></p>  <p>Fuente de la imagen: CCAC</p> <p>Información adicional: http://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-1-natural-gas-driven-pneumatic-controllers-and-pumps</p>	Descripción	<p>Los controladores neumáticos de gas natural se usan ampliamente en la industria del petróleo y el gas para controlar el nivel de líquido, la temperatura y la presión durante la producción, el procesamiento, la transmisión y el almacenamiento del gas y los productos derivados del petróleo. Los dispositivos de control impulsados por gas natural emiten metano (CH₄) a través de pérdidas continuas (de sangrado) y durante su activación. Las emisiones varían mucho según el diseño, la presión de trabajo, el tipo y las condiciones del instrumento y la frecuencia de activación. Además de las emisiones por diseño, los circuitos neumáticos y las bombas neumáticas tienden a emitir gases con frecuencia debido a defectos o por problemas de mantenimiento.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Reemplazo o adecuación de equipos de alto/intermitente sangrado por equipos de bajo sangrado, alcanzando hasta un 97% de reducción de emisiones. La tasa real de emisiones debe ser monitoreada regularmente. • Asegurar, que las pérdidas intermitentes de los controles solamente generen venteos/emisiones durante el periodo de no-actuación en el ciclo de control, pero sin emisión cuando la válvula está en una posición estacionaria.
	Técnicas de mitigación	


Fuente	Información General
<p>http://www.ourenergypolicy.org/wp-content/uploads/2014/04/epa-devices.pdf</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Reemplazar por controladores sin emisión de metano. • Enviar las emisiones a un equipo de combustión existente o a una unidad de recuperación de vapor, alcanzando hasta un 95% de reducción de emisiones. <p>Equipos de detección</p> <ul style="list-style-type: none"> • Equipo óptico de imágenes de Gas • Detector laser de pérdidas <p>Equipos de cuantificación</p> <ul style="list-style-type: none"> • Bolsa de venteos calibrada • Muestreador de alto volumen (idealmente para la captura de datos en 1-2 segundos) • Medidor de flujo aguas arriba de la línea de suministro de gas <p>Metodologías de cuantificación</p> <ul style="list-style-type: none"> • Medición directa • Datos estimados por el proveedor (uso con precaución) • Cálculo estimado de ingeniería usando fórmulas específicas • Factores de emisión por defecto (en Sm³/equipo/año) dependiendo del tipo de equipo
<p>Compresores centrífugos de sello húmedo <i>Fuente de emisión de Proceso/Producción; Recolección y Procesamiento; y Transporte y Almacenamiento</i></p>  <p>Fuente de la imagen: Siemens.com</p> <p>Información adicional: http://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-3-centrifugal-compressors-%E2%80%9Cwet%E2%80%9D-oil-seals</p> <p>http://www.ourenergypolicy.org/wp-content/uploads/2014/04/epa-compressors.pdf</p>	<p>En los compresores centrífugos de sello húmedo, el aceite de alta presión se utiliza como una barrera contra el escape de gas en los ejes de estos compresores. Muy poco gas se escapa a través de la barrera de aceite, pero, a alta presión, el aceite absorbe considerablemente más gas. Este aceite (de sellado) se purga sacando el gas absorbido (utilizando calentadores, tanques de flasheo y técnicas de desgasificación) y, posteriormente, se recircula. El gas purgado se ventea generalmente a la atmósfera. El sistema mecánico de sello seco es una alternativa al sellado en húmedo tradicional. Al usar gas a alta presión para sellar el compresor, los sellos secos producen niveles mucho más bajos de emisiones fugitivas en comparación con los sellos húmedos.</p> <p>Descripción</p> <ul style="list-style-type: none"> • Reenviar el gas a presión atmosférica a una Unidad de Recuperación de Vapor (VRU) o a una línea de baja presión tal como a la succión de un compresor, a gas combustible, o a una antorcha. Reducción de emisiones alcanzables de 95%. • Cambiar/Convertir los compresores de sello húmedo a sello seco. <p>Técnicas de mitigación</p> <p>Equipos de detección</p> <ul style="list-style-type: none"> • Equipo óptico de imágenes de Gas


Fuente		Información General	
		Equipos de cuantificación	<ul style="list-style-type: none"> • Anemómetro de paleta • Anemómetro de hilo caliente • Medidor de turbina • Muestreador de gran volumen
		Metodologías de cuantificación	<ul style="list-style-type: none"> • Medición Directa • Factor de emisión por defecto (en Sm³/compresor/año) dependiendo del tipo de compresor
<p>Compresores de varilla reciproca (intercambiable) <i>Fuente de emisión de Proceso/Producción; Recolección y Procesamiento; y Transporte y Almacenamiento</i></p>  <p style="font-size: small; text-align: center;">Fuente de la imagen: MESCO</p>	<p>Aunque hay varios puntos de fuga, el mayor volumen de pérdida de gas dentro de los compresores (intercambiables) reciprocantes está asociado con los sistemas de empaque del vástago del pistón, que son los componentes que garantizan el sellado del gas comprimido. El empaque del vástago del pistón consiste en una serie de capas que contienen varios anillos de sellado, uno al lado del otro, unidos por un resorte instalado en la ranura que rodea el exterior del anillo. Se podría lograr una considerable reducción de fugas al reemplazar los anillos de empaque y, en algunos casos, las varillas del pistón.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Cambiar en forma regular las varillas del pistón, 50-65% reducción de emisiones alcanzables. • Redirigir venteos a la Unidad de Recuperación de Vapor (VRU), a gas combustible, o a una antorcha. Reducción de emisiones alcanzables de 95% cuando se envía a VRU y hasta 99% cuando se implementa una conexión a antorcha. 	Descripción	
		Técnicas de mitigación	<ul style="list-style-type: none"> • Equipo óptico de imágenes de Gas • Equipo de detección acústica (pérdidas por válvulas)
		Equipos de detección	<ul style="list-style-type: none"> • Anemómetro de paleta • Anemómetro de hilo caliente • Medidor de turbina • Bolsa de venteos calibrada • Muestreador de gran volumen • Medidor de orificio (equipo de medición del flujo del venteo)
		Equipos de cuantificación	<ul style="list-style-type: none"> • Medición directa • Factores de emisión por defecto (en Sm³/compresor/año o Sm³/cilindro/año) dependiendo de las condiciones del compresor
		Metodologías de cuantificación	
	<p>Información adicional: http://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-4-reciprocating-compressors-rod-sealpacking-vents http://www.ourenergypolicy.org/wp-content/uploads/2014/04/epa-compressors.pdf</p>		

Fuente	Información General	
<p>Venteos de gas asociado a instalaciones de producción de crudo en upstream <i>Fuente de emisión de Proceso/Producción</i></p>  <p>Fuente de la imagen: TZN Petroleum Información adicional: http://article.sciencepublishinggroup.com/pdf/A0.116448.i.jjema.20160406.13.pdf</p>	<p>Descripción</p>	<p>El venteo del gas asociado a las instalaciones de producción de petróleo es la descarga o eliminación de los gases producidos como un subproducto en las instalaciones de producción de petróleo. Los gases se liberan directamente, y sin quemarse a la atmósfera en aquellos lugares donde no existe una infraestructura adecuada que posibilite la utilización económica de este gas. El venteo del gas asociado también puede ocurrir durante la quema de gas cuando una llamarada de gas no se enciende o la misma se apaga y el gas asociado se libera sin quemar a la atmósfera.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Enviar el gas sin recuperación energética a antorcha, hasta un 98% de reducción de emisiones de metano alcanzables • Capturar el gas para su utilización, reducción de emisiones de hasta un 100% en locación
	<p>Técnicas de mitigación</p>	
	<p>Equipos de detección</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Equipo óptico de imágenes de Gas
	<p>Equipos de cuantificación</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Anemómetro de paleta
	<p>Metodologías de cuantificación</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Medición directa • Factor de emisión específico del sitio basado en mediciones pasadas (en % de salida/entrega)
<p>Tanques de almacenamiento de hidrocarburos líquidos, carga y transporte, descarga de agua de producción <i>Fuente de emisión de Proceso/Producción; Recolección y Procesamiento; y Transporte y Almacenamiento</i></p>  <p>Fuente de la imagen: Intechwww.com</p>	<p>Descripción</p>	<p>Los vapores, compuestos de metano, COVs y otros compuestos peligrosos son liberados de los productos líquidos de hidrocarburos durante su almacenamiento y carga debido a las pérdidas por flasheo (debido a una rápida caída de la presión), las pérdidas de proceso (por cambios en los niveles de fluidos) y otras pérdidas (debido a la temperatura ambiente y cambios de presión). El volumen de vapor emitido desde un tanque de almacenamiento de techo fijo depende de varios factores que incluyen la composición del líquido almacenado, la presión en el separador de gas / líquido y la tasa de flujo de hidrocarburo de este separador al tanque.</p> <p>Durante las actividades de carga y descarga (transferencias) entre los tanques de almacenamiento (incluso para el transporte), las emisiones liberadas se atribuyen al desplazamiento físico de los vapores residuales por el líquido entrante, los efectos de evaporación generados por la agitación y también las fugas / derrames</p>

Información General	
	<p>durante la conexión / desconexión de líneas de transferencia y durante el proceso mismo de transferencia. El gas de superficie representa una fuente adicional de emisiones durante la carga / descarga.</p> <p>Finalmente, las emisiones del vertido del agua de producción se incluyen en esta fuente ya que surgen de un proceso físico similar.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Instalar una unidad de recuperación de vapor (VRU) y direccionarla para uso productivo como gas combustible, a compresor, incremento de gas, con una reducción de emisiones alcanzable de hasta un 98%. • Reducir la presión de operación, incrementar la presión en tanque, cambiar la geometría de la cañería de carga. • Instalar sistemas de separación para controlar las pérdidas de carga en los tanques de los vehículos y las pérdidas en tanques de almacenamiento. • Implementar un sistema de balance o intercambio de vapores entre tanques y tanques de los vehículos e incluir un equipo común de control de vapor si es necesario. • Instalar torres de estabilización delante de los tanques para obtener una reducción de presión de vapor adecuada para su carga en barcos o barcazas. <p>La estabilización elimina virtualmente todo el metano de los hidrocarburos líquidos.</p>
Técnicas de mitigación	<ul style="list-style-type: none"> • Equipo óptico de imágenes de Gas • Analizadores (OVAs) y Analizadores de Vapores Tóxicos (TVAs) • Medidor de Turbina • Bolsa de venteos calibrada • Anemómetro de paleta • Anemómetro de hilo caliente • Muestreador de gran volumen • Medición directa en conjunto con análisis de composición de gas venteado • Método de estimación por medio de cálculos con software (AspenTech HYSYS, E&P TANKS) • Análisis de laboratorio de hidrocarburos líquidos • Factores de Emisión (Sm³/bbl dependiendo del tipo de tanque)
Equipos de detección	
Equipos de cuantificación	
Metodologías de cuantificación	
Fuente	<p>Información adicional:</p> <p>Tanques de almacenamiento de hidrocarburos líquidos: http://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-6-unstabilized-hydrocarbon-liquid-storage-tanks</p> <p>Carga y descarga de hidrocarburos: https://www.globalmethane.org/m2mtool/files/indexdesc/loading%20and%20unloading%20Evaporation%20Losses%20-%20Rev%200.doc</p> <p>Descarga de agua de producción: https://www.tceq.texas.gov/assets/public/permitting/air/NewSourceReview/oilgas/produced-water.pdf</p>

Fuente	Información General
<p>Despresurización de equipos y purgas en ductos e instalaciones <i>Fuente de emisión de Proceso/Producción; Recolección y Procesamiento; y Transporte, Almacenamiento y Distribución</i></p>  <p>Fuente de la imagen: Pipeliner Channel</p>	<p>El término purga de gas se refiere al venteo del gas acumulado en equipos, instalaciones de proceso y tuberías. Durante la despresurización y purga del equipo, el gas se libera de una tubería u otro equipo e instalaciones antes del mantenimiento o en el caso de una parada de emergencia. En el caso de una purga de tubería, por ejemplo, la cantidad de metano liberado está relacionada con el diámetro de la tubería, la presión del gas en la misma y la longitud de la sección que se despresuriza. La cantidad de metano liberado por la despresurización es extremadamente variable.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Generar menor presión en la tubería antes del evento por medio de estaciones móviles de compresión (para reparación de tubería) • Instalar equipamiento tapón que permita acortar el segmento de la tubería involucrada en la interrupción del servicio. • Utilizar válvulas de aislamiento para minimizar el impacto • Redireccionar el gas a un recipiente de almacenamiento (en campo) o a un colector de baja presión (como gas combustible o al sistema de transporte) • Redireccionar el gas natural a un quemador de ductos, a oxidación térmica o antorchas donde sea posible para recuperar parte del gas de purga.
<p>Equipos de detección</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Equipo óptico de imágenes de Gas
<p>Equipos de cuantificación</p>	<p><i>(Cuando el venteo es purgado por tubo de venteo o en ductos):</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Anemómetro de paleta • Anemómetro de hilo caliente • Medidor de turbina • Bolsa de venteos calibrada
<p>Metodologías de cuantificación</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Medición directa (difícil) • Cálculos de ingeniería basados en los procesos • Factores de Emisión (Sm³/evento dependiendo del tipo de evento)
<p>Descripción</p>	<p>La variedad potencial de los componentes o fuentes de fugas no intencionales de las operaciones en la instalación y operaciones de petróleo y gas incluyen bridas, accesorios de tornillo y compresión, empaquetadura del vástago en válvulas, sellos de la bomba, componentes del compresor y fugas en las válvulas de alivio de presión, ductos de final abierto, escotillas, medidores, y tanques de</p>
<p>Pérdidas en equipos y componentes <i>Fuente de emisión de Proceso/Producción; Recolección y Procesamiento; y Transporte, Almacenamiento y Distribución</i></p>	

Fuente	Información General
 <p>Fuente de la imagen: EDF.org</p> <p>Información adicional: http://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-2-fugitive-component-and-equipment-leaks Pozos cerrados / abandonados: http://www.pnas.org/content/pnas/113/48/13636.full.pdf</p>	<p>almacenamiento operados incorrectamente. Se pueden encontrar fugas a lo largo de toda la cadena de valor del gas, incluso en las instalaciones, plantas de procesamiento, estaciones de compresión, estaciones de medición y a lo largo de los ductos de gas. Esta categoría también incluye la emisión no deseada debido, por ejemplo, a la excavación de tuberías o pozos tapados / abandonados que también pueden representar una fuente de fugas de gas. Las emisiones de metano de los equipos diseñados para ventear como parte de las operaciones normales, como los controladores neumáticos a gas, no se consideraran fugas.</p> <p>Técnicas de mitigación</p> <p>Equipos de detección</p> <ul style="list-style-type: none"> • Equipo óptico de imágenes de Gas • Detector laser de pérdidas • Visualización con burbujas de jabón • Analizadores de vapores orgánicos (OVAs) y tóxicos (TVAs) • Detección acústica de pérdidas <p>Equipos de cuantificación</p> <ul style="list-style-type: none"> • Bolsa de venteos calibrada • Muestreador de alto volumen • Anemómetro de paleta • Anemómetro de hilo caliente • Medidor de turbina • Equipo de detección acústico (para pérdidas por válvulas) <p>Metodologías de cuantificación</p> <ul style="list-style-type: none"> • Medición de tasa de emisión directa y visualización de pérdidas • Factor de emisión por componente (en Sm³/componente) o por rendimiento <p>Descripción</p> <p>Las emisiones de metano resultantes de la combustión incompleta del gas natural permiten que parte del metano del combustible se emita con las corrientes de escape. Si bien es un porcentaje pequeño, puede representar una fuente importante de emisión en el agregado, especialmente en motores de gas que emiten de 40 a 150 veces más metano que las turbinas de gas. Las emisiones de metano en las antorchas de APG son el resultado de una combustión incompleta del gas residual. Una serie de parámetros externos que incluyen la composición del gas, la velocidad del gas, la velocidad del viento, la presión atmosférica y la humedad relativa juegan un papel importante en la eficiencia de la combustión.</p>
<p>Combustión incompleta (incluyendo la quema del gas asociado de petróleo (APG), motores, turbinas, calentadores) Fuente de emisión de Proceso/Producción; Recolección y Procesamiento; y Transporte y Almacenamiento</p>	

Información General	
Técnicas de mitigación	<ul style="list-style-type: none"> Incrementar la eficiencia en la combustión por medio del reemplazo a motores/turbinas más eficientes. Antorchas: incrementar la utilización del gas, mejorar la eficiencia de combustión (Cambiar la cabeza de la antorcha, instalar sistemas de ignición)
Equipos de detección	No es relevante
Equipos de cuantificación	Cuantificación directa difícil o solo para investigación
Metodologías de cuantificación	Cálculos de ingeniería basados en el rendimiento
Fuente	 <p>Fuente de la imagen: Sparrows group</p> <p>Información adicional: https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_1_Ch1_Introduction.pdf https://www3.epa.gov/airtoxic/flare/2012flaretechreport.pdf</p>

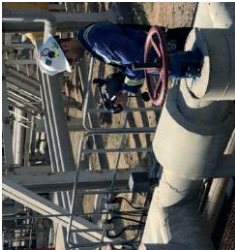
Anexo 2: Fuentes emisiones fugitivas en equipos y componentes⁵

Las fugas de metano típicamente suceden por corrosión o fallas en las juntas, sellos y superficies de equipos a lo largo del tiempo como así también por equipos que no están funcionando correctamente como ser el caso de equipos neumáticos, válvulas, separadores con poco mantenimiento. A continuación, se presenta una tabla con las posibles fuentes de emisión en equipos y componentes.


Equipo / Componente	Fuente / Motivo de las pérdidas
Bombas	Generalmente ocurre en el sello del eje de transmisión.
Válvulas	Ocurren comúnmente en el sello del vástago de la válvula y comúnmente son causados por un deterioro de la empaquetadura del vástago de la válvula, la empaquetadura de grasa o el O-ring de goma.
Conectores / Bridas	Generalmente es causado por la falla de la junta y los pernos incorrectamente ajustados en las bridas.
Conectores de muestreo	Fugas a través de la válvula de salida del muestreo causada por ensuciamiento, corrosión o sobre torque.
Compresores	Todos los compresores, centrífugos y reciprocantes, desarrollan periódicamente fugas alrededor de juntas, bridas, válvulas y conectores, ya que la unidad experimenta comúnmente vibraciones y fluctuaciones de temperatura / presión.
Equipos de liberación de presión que vetean a la atmósfera	Generalmente ocurre si el tapón de la válvula no está asentado correctamente, está operando demasiado cerca del punto de ajuste, o si el sello está desgastado, dañado o sucio con desechos de los procesos. Las fugas de los discos pueden ocurrir alrededor de la junta del disco si la misma no está instalada correctamente.
Líneas de finales abiertos	Las fugas se producen a través de una zona de una válvula de cierre que ventila o drena el equipo de proceso a través de una línea abierta a la atmósfera. A menudo se debe a que la válvula no se cierra bien o que los residuos ensucian el asiento de la válvula.
Válvulas depuradoras	Las emisiones del separador de gas / líquido y de la válvula de descarga del compresor del lavador se deben a una válvula de descarga que no está bien cerrada y puede manifestarse a través de respiraderos o dispositivos de alivio de presión atmosférica en el techo del tanque.

⁵ Climate & Clean Air Coalition – CCAC O&G Methane Partnership – Technical Guidance Document Number 2: Fugitive Component and Equipment Leaks Modified: March 2017.

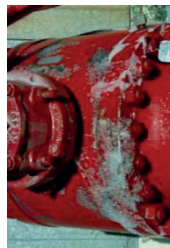
Anexo 3: Tecnologías de detección⁶


Tecnología	Información General
<p>Imagen Óptica de Gases (OGI) (Cámara Infrarroja)</p> 	<p>Descripción Las cámaras infrarrojas OGI pueden detectar la presencia de emisiones de metano de componentes y equipos en las instalaciones. Están equipadas con sensores de conductividad térmica y catalizadores de oxidación diseñados para detectar hidrocarburos que absorben la luz infrarroja a una longitud de onda específica.</p> <p>Operación / Detección Las OGI cámaras pueden ser manipuladas con la mano u operadas de forma remota desde dispositivos montados fijos o móviles (vehículos y aéreos). Las portátiles son buenas para los análisis en sitio y son recomendadas como método de detección para una sería amplia de componentes. La cámara es fácil de usar con funciones de apuntar y detectar. Un operador puede escanear el área de la fuga en tiempo real al ver en una pantalla una imagen en vivo de las columnas de gas visibles en una pantalla. Varios modelos de cámaras poseen la capacidad de grabación para su posterior análisis.</p> <p>Metodología de uso Por lo general son fácil de operar, especialmente en versiones portátiles. Hay también disponibles versiones que se manejan a distancia desde postes o medios móviles (vehicular y aéreo).</p> <p>Aplicabilidad Fugas y venteos de diversa magnitud, generalmente escanea hasta 500 m de distancia (las fugas pequeñas se pueden detectar solo a corta distancia). Se puede detectar una amplia variedad de compuestos de hidrocarburos usando cámaras OGI (no solo metano) y se puede requerir conocimiento de los equipos para identificar específicamente las fugas de metano.</p> <p>Velocidad de detección Escanea zonas en tiempo real, capaz de escanear cientos de componentes por hora.</p> <p>Restricciones climáticas Generalmente aplicable para lugares fríos y calientes; sin embargo, las condiciones climáticas afectan la eficiencia de detección (temperatura y humedad).</p> <p>Cuestiones de seguridad Generalmente son consideradas seguras; sin embargo, algunas cámaras no están certificadas como intrínsecamente seguras si la presencia de hidrocarburos es significativa (exposición a la batería).</p> <p>Requerimientos de servicio No requiere calibración.</p> <p>Consideraciones de costos Costo inicial de compra alto.</p>


⁶ Climate & Clean Air Coalition – Appendix A: Conducting emissions surveys, including emission detection and quantification equipment, May 2017.

Información General	
Tecnología	<p>Los detectores láser de fugas son una metodología utilizada, y comprobada, para identificar la ubicación de fuentes de emisión de metano en la industria del petróleo y gas. Un detector conocido es el “Detector remoto de fugas de metano” (RMLD), que utiliza un láser de diodo infrarrojo sintonizable con una frecuencia que es específicamente absorbida por el metano. Cuando el rayo láser de un dispositivo RMLD pasa a través de una columna de gas (y se refleja de nuevo a la cámara), detectará si hay metano presente en la trayectoria del rayo comparando la fuerza de los haces salientes y reflejados.</p> <p>El operador apunta con su dispositivo RMLD hacia el equipo o las instalaciones desde una distancia a lo largo de una línea de visión. El dispositivo utiliza un láser infrarrojo invisible para detectar la presencia de metano junto con un láser verde visible para ayudar al operador a confirmar la fuente de emisión a la que se está apuntando. El operador enciende y apaga el dispositivo mediante un botón de disparo en el dispositivo. A medida que el haz de luz IR se refleja en el receptor del instrumento, el RMLD lo recoge y la señal se procesa en una concentración de metano en partes por millón por metro (ppm-m) de longitud de trayectoria del haz.</p> <p>En general, su manejo es sencillo, especialmente en las versiones portátiles; sin embargo, se requiere una superficie en el fondo para reflejar el rayo láser (no es aplicable en campos abiertos. Disponible en modelos operados remotamente en postes o en medio móvil (terrestres y aéreos) - con alarma automática de detección.</p> <p>Es útil para detectar fugas de metano provenientes de fuentes difíciles de alcanzar o en terrenos difíciles. Permite la detección de metano en la trayectoria del haz hasta una distancia de aproximadamente 30 m. Ajustado específicamente para detectar metano y no da una lectura falsa para otros hidrocarburos. (No hay sensibilidad cruzada).</p> <p>La unidad responde casi instantáneamente, escanea rápidamente el área en tiempo real y puede cubrir grandes áreas abiertas, lo que reduce el tiempo empleado en la búsqueda de fugas (así como la mano de obra), capaz de escanear cientos de componentes por hora.</p> <p>Aplicable para la mayoría de las condiciones (-17°C a 50°C, 5 a 95% humedad relativa), no se ve afectado por el viento.</p> <p>Método seguro para la detección de pérdidas, la medición se puede realizar en forma remota asegurando el cuidado del operador. La mayoría de los modelos certificados son intrínsecamente seguros</p>
Descripción	
Operación / Detección	
Metodología de uso	
Aplicabilidad	
Velocidad de detección	
Restricciones climáticas	
Cuestiones de seguridad	
<p>Detector laser de pérdidas</p> 	

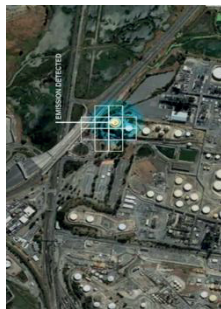
Información General	
Tecnología	<p>La calibración es mínima. La mayoría de los modelos cuentan con sistemas de testeo automático y una función de calibración que verifica la operación y ajusta la longitud de onda del láser para un máximo de sensibilidad.</p> <p>Solución de costo relativamente bajo para la detección de pérdidas de metano.</p>
Requerimientos de servicio	
Consideraciones de costos	
Mapeo con burbujas de jabón	
Descripción	<p>La detección por medio de burbujas de jabón es un proceso simple pero relativamente lento (demanda mucho tiempo) para detectar fugas de metano en componentes pequeños. Utiliza la tensión superficial de las burbujas de jabón aplicadas en una fuga sospechosa.</p>
Operación / Detección	<p>Una mezcla de agua con jabón se aplica sobre componentes pequeños y accesibles, como bridas, válvulas, accesorios y conexiones roscadas. Las burbujas se formarán en la superficie en presencia de una fuga, las cuales pueden observarse a simple vista.</p>
Metodología de uso	<p>Por lo general es un método simple y rápido donde se aplica en forma manual la solución de agua y jabón.</p>
Aplicabilidad	<p>Eficaz para identificar accesorios y conexiones sueltas que, normalmente, se pueden solucionar en el lugar. Sin embargo, no es efectivo en aberturas grandes, como tuberías o líneas de extremo abierto. No es efectivo para componentes difíciles de alcanzar.</p>
Velocidad de detección	<p>Dependiendo de la mano de obra y las instalaciones / accesibilidad de los componentes, puede ser evaluado alrededor de 1 componente o conexión cada varios minutos. En caso de existir una fuga, aparecen burbujas a los pocos segundos de la aplicación.</p>
Restricciones climáticas	<p>No puede ser usado en equipos que tienen puntos de ebullición por encima del punto de ebullición del agua o por debajo de su temperatura de congelamiento.</p>
Cuestiones de seguridad	<p>Es un método seguro.</p>
Requerimientos de servicio	<p>N/A</p>
Consideraciones de costos	<p>Resulta ser una solución de bajo costo para la detección de fugas de metano, aunque requiere mucho trabajo físico.</p>




Tecnología	Información General
<p>Analizadores de Vapores Orgánicos (OVAs) y Analizadores de Vapores Tóxicos (TVAs)</p> 	<p>Descripción</p> <p>Los OVA y los TVA son detectores de hidrocarburos portátiles que pueden usarse efectivamente para detectar fugas de metano. Los dispositivos consisten en un detector de ionización de llama (FID) que es particularmente sensible al metano y que es capaz de medir concentraciones de vapor orgánico que varían de 9 a 10.000 ppm. Además, los TVA combinan un FID con un detector de fotoionización (PID), que es sensible a otros hidrocarburos, pero insensible al metano, para medir las concentraciones de vapor orgánico total de más de 10.000 ppm.</p> <p>Operación / Detección</p> <p>La detección con estos dispositivos se realiza colocando la sonda de succión cerca (no más de 1 cm) de un sello o punto donde pueda ocurrir una fuga de metano. El OVA o TVA aspiran el aire y miden la concentración de hidrocarburos a medida que el dispositivo se mueve lentamente a lo largo de la abertura o sello.</p> <p>Una vez que se determina una lectura de concentración máxima, el dispositivo registra un valor de detección de fugas (en ppm) para el componente que se está analizando.</p> <p>Metodología de uso</p> <p>Operación manual, requiere de un operador para verificar cada componente. No tiene capacidad de uso remoto.</p> <p>Aplicabilidad</p> <p>Particularmente efectivo con componentes y conexiones; sin embargo, no es efectivo en aberturas grandes como tuberías o ductos de extremo abierto. No es efectivo para componentes de difícil acceso y requiere acceso directo al punto de emisión. Se pueden producir errores al señalar en forma precisa los puntos de fuga.</p> <p>Velocidad de detección</p> <p>Dependiendo de la mano de obra y las instalaciones / accesibilidad de los componentes, alrededor de 1 componente o conexión cada varios minutos. El tiempo de respuesta es rápido; sin embargo, el proceso en general es relativamente lento, los operadores pueden inspeccionar aproximadamente 40 componentes por hora.</p> <p>Restricciones climáticas</p> <p>No puede utilizarse por debajo de la temperatura de congelamiento (rango de temperatura 0°C a 50°C).</p> <p>Cuestiones de seguridad</p> <p>El operador requiere estar directamente al lado de la Fuente de emisión para la detección.</p> <p>Requerimientos de servicio</p> <p>Requiere de calibraciones frecuentes.</p> <p>Consideraciones de costos</p> <p>Solución de un capex relativamente bajo para la detección de metano; sin embargo, tiene una aplicabilidad limitada y la mano de obra es intensiva.</p>

Tecnología	Información General
<p>Detección Acústica de Pérdidas</p> 	<p>Los detectores acústicos de fugas capturan la señal acústica de gas presurizado que se escapa del tapón de una válvula o compuerta que no está herméticamente sellada. Pueden detectar señales de audio de baja o alta frecuencia y son útiles para detectar fugas internas en las válvulas o señales ultrasónicas en el aire para las válvulas de purga y de alivio de presión (señales ultrasónicas a una frecuencia de 20 a 100 kHz). La mayoría de los detectores suelen tener capacidades de sintonización de frecuencia que permiten sintonizar el sensor a una fuga específica.</p> <p>Los detectores acústicos de fugas están generalmente equipados con un sensor de portatil que se apunta a una posible fuente de fuga. Para detectar una señal, el operador coloca el sensor acústico directamente en el equipo y la lectura de intensidad reflejará si se ha detectado una fuga a través de la válvula. El operador también puede obtener una idea relativa del tamaño de una fuga, ya que una lectura más alta generalmente indicará una tasa de fuga más alta. Para señales ultrasónicas en el aire, el detector de fugas ultrasónico se apunta a una posible fuente de fuga a una distancia de hasta 30 metros y se puede escuchar un aumento en la intensidad del sonido a través de los auriculares . Los detectores ultrasónicos de fugas también pueden instalarse en postes; por lo general, a unos 2 metros sobre el suelo alrededor de una instalación y enviar una señal a un sistema de control que indica el inicio de una fuga.</p> <p>La operación es manual y requiere de un operador que verifique cada componente con unidades de mano. Existen modelos de operación en forma remota o montadas en postes (con sistemas automáticos de detección con alarma).</p> <p>Es útil particularmente para componentes de difícil acceso, grandes pérdidas y gas presurizado. No es tan útil para pequeñas pérdidas o gas de baja presión (150 psi es requerido para detectores ultrasónicos de pérdidas).</p> <p>Con los modelos de mano, la velocidad depende de la capacidad de mano de obra. Sistemas autónomos montados en postes con rápida velocidad de respuesta y con alarmas que se encienden en forma instantánea a la detección.</p> <p>Es particularmente adecuado para situaciones de vientos ya que la tecnología no se ve afectada por los efectos de los mismos. Sensible para ruido de fondo; pero puede ser ajustado para frecuencias específicas de las pérdidas.</p> <p>Las unidades de mano pueden requerir que los operadores estén próximos a las pérdidas de gas, aquellos equipos montados a postes no requieren que los operadores estén próximos a los componentes.</p>
	Descripción
	Operación / Detección
	Metodología de uso
	Aplicabilidad
	Velocidad de detección
	Restricciones climáticas
	Cuestiones de seguridad


Información General	
Tecnología	
Requerimientos de servicio	No requiere de calibración rutinaria.
Consideraciones de costos	Solución de un capex relativamente bajo para la detección de metano; sin embargo, tiene una aplicabilidad limitada y la mano de obra es intensiva.
Sensores espectrales	<p>Los sensores del espectrómetro son capaces de detectar grandes concentraciones de metano en el aire al medir las longitudes de onda de la luz solar reflejada por las moléculas de metano en el aire.</p> <p>Por lo general, un sensor se desplaza en aviones y puede detectar rápidamente las fuentes de emisiones de metano en grandes áreas. Al mismo tiempo, recopila imágenes ópticas para permitir la identificación positiva de cualquier fuente de emisión. Se pueden inspeccionar hasta 800 km de tubería o 30.000 acres de pozos en un solo día, lo que reduce drásticamente el tiempo requerido para inspeccionar grandes áreas y líneas de ductos. Los sensores solo detectan grandes emisiones de metano y las superponen con un mapa que usa las coordenadas del GPS para proporcionar una descripción aérea de las mayores fugas de estas emisiones en un área más grande o una distancia más larga.</p> <p>La visualización requiere de sensores del espectro montadas en aviones y que vuelen por las áreas a ser verificadas.</p> <p>Particularmente útil para cubrir grandes áreas de forma rápida e identificar super-emisores. También es útil para inspeccionar ductos de larga distancia y reduce la necesidad de detección de forma manual y de mano de obra intensiva para identificar grandes fugas. No es útil para fugas más pequeñas y no puede detectar fuentes de emisión específicas que puedan constituir las emisiones totales de la instalación.</p> <p>Pueden inspeccionar rápidamente grandes áreas, y reducir efectivamente el tiempo de mapeo por instalación.</p> <p>Los requisitos de la luz solar para el espectrómetro pueden constituir una restricción, como así también las condiciones del clima para el vuelo del avión.</p> <p>El avión requiere volar directamente sobre instalaciones de crudo y gas. Presenta la posibilidad de visualizar componentes inseguros que de otra forma raramente se monitorean.</p> <p>N/A (proveedores de servicio).</p> <p>Pueden proveer gran impacto a un costo mínimo para la detección de grandes pérdidas; sin embargo, es un método caro para la visualización de pérdidas de metano.</p>
Descripción	
Operación / Detección	
Metodología de uso	
Aplicabilidad	
Velocidad de detección	
Restricciones climáticas	
Cuestiones de seguridad	
Requerimientos de servicio	
Consideraciones de costos	




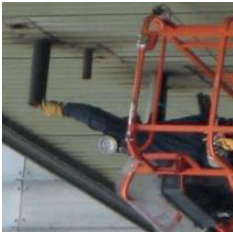
Anexo 4: Tecnologías/Metodologías de cuantificación⁷


Tecnología/Metodología	Información General	
<p>Bolsa de Venteos Calibrada</p> 	Descripción	<p>Las bolsas de venteo calibradas (también conocidas como bolsa de volumen calibrado) son bolsas no elásticas de un volumen calibrado al momento de estar completamente infladas. Hechas de un plástico antiestático con un cuello moldeado para ser fácilmente selladas rodeando el ducto de un venteo o pérdida.</p>
	Medición	<p>La medición se realiza contabilizando el tiempo de expansión de la bolsa a su máxima capacidad. La temperatura del gas debe ser medida para permitir una corrección del volumen a condiciones estándar. Adicionalmente, la composición del gas puede ser analizada para determinar el contenido de metano en el gas venteado ya que, en ciertos casos, aire puede incorporarse al venteo resultando en una mezcla de aire y gas.</p>
	Metodología de uso	<p>De operación manual, se ubican las bolsas alrededor del ducto de venteo y la tasa de emisión se mide por el operador directamente desde la fuente. La visualización de la finalización del proceso y la medición manual de la temperatura son necesarios también en el lugar de la fuente.</p>
	Aplicabilidad	<p>Se requiere de acceso a la fuente de emisión. Es útil para la cuantificación de grandes pérdidas de metano o venteos desde unos 17 m³/hora a 408 m³/hora, con una precisión de +/- 10%. No es adecuado para puntos de emisión pequeños.</p>
	Velocidad de cuantificación	<p>Requiere que el operador registre el tiempo requerido para que la bolsa se complete. No es efectivo en cuanto a tiempos y solo es capaz de cuantificar pocas pérdidas por hora.</p>
	Restricciones climáticas	<p>Puede medir en un rango de 0°C a 49°C, de difícil uso en condiciones climáticas, particularmente con vientos.</p>
	Cuestiones de seguridad	<p>Requiere que el operador se ubique próximo a la pérdida.</p>
Requerimientos de servicio	<p>No requiere de un servicio particular. Las bolsas se pueden usar unas 100 veces si son utilizadas con cuidado.</p>	

⁷ Climate & Clean Air Coalition – Appendix A: Conducting emissions surveys, including emission detection and quantification equipment, May 2017.

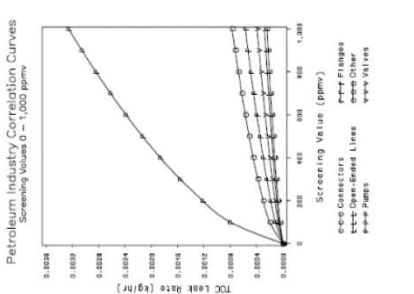
Información General	
Tecnología/ Metodología	Método de bajo costo, aproximadamente US\$ 50 es el costo de compra por bolsa por bolsa y está disponible en diversos tamaños, el principal costo es la mano de obra (generalmente se requiere de 2 operadores).
Consideraciones de costos	
Descripción	El muestreador de alto volumen consiste en una bomba de succión de aire con una medición de concentración de hidrocarburos combustibles diseñada para capturar la cantidad total de las emisiones de un componente con fugas o una línea de venteo. Un detector dual de hidrocarburos (es decir, oxidación catalítica / conductividad térmica) mide las concentraciones de hidrocarburos combustibles en la corriente de aire capturada. El flujo de aire caudalado y la concentración de hidrocarburos se convierten en un caudal volumétrico.
Medición	El operador coloca la bomba de succión en un componente, que aspira el aire y analiza si hay algún rastro de hidrocarburo presente al medir la concentración de los mismos. También se inserta un anemómetro térmico directamente en la línea principal de muestra que controla el caudal máxico de la mezcla de gas de aire e hidrocarburo. Una línea de recolección de muestras y un detector de hidrocarburos permiten que las lecturas de las muestras se corrijan para determinar las concentraciones de gases.
Metodología de uso	El operador ubica en forma manual la bomba de succión donde supone existe una pérdida y la tasa de emisión es medida directamente en la fuente. Se requiere de especial cuidado para asegurar que no se incremente la dilución de las emisiones con el aire ambiental.
Aplicabilidad	Requiere acceso a la fuente de emisión y es útil para cuantificar pequeñas fugas / venteos que van desde 0,02 m ³ /hora hasta 18 m ³ /hora, con una precisión de +/- 10%. Mide las concentraciones de hidrocarburos combustibles en la corriente de aire capturada que van desde 0,01% a 100% con un rango confiable de incertidumbre. No distingue entre metano e hidrocarburos más pesados.
Velocidad de cuantificación	Es efectivo en cuanto a tiempo y, particularmente capaz de cuantificar múltiples fugas por hora; sin embargo, aún requiere la operación manual de cada medición, lo que puede llevar relativamente bastante tiempo.
Restricciones climáticas	Puede medir en un rango de temperatura de 0°C a 50°C, ideal para su uso con buenas condiciones climáticas.
Muestreador de alto volumen	

Información General	
Tecnología/ Metodología	<p>Cuestiones de seguridad</p> <p>Requerimientos de servicio</p> <p>Consideraciones de costos</p>
Medidores de Flujo	<p>El equipo es intrínsecamente seguro (equipado con cable a tierra para disipar cualquier carga estática). Requiere que el operador esté próximo a la fuente de emisión.</p> <p>Se requiere de un mantenimiento y calibración considerable. Se requiere una calibración antes de cada campaña de medición.</p> <p>Método de cuantificación de pérdidas relativamente caro, especialmente cuando se incluyen los costos de mano de obra.</p> <p>Existe una variada tecnología de medidores de flujo disponibles que incluyen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • de flujo de desplazamiento positivo, miden el flujo volumétrico cuando el gas al pasar desplaza componentes en forma mecánica • de flujo térmico de masa, mide el flujo de la masa basado en la transferencia térmica de un elemento caliente • de flujo de turbina, mide flujo volumétrico basado en el flujo del gas que pasa por un rotor de giro libre • Medidor de flujo ultrasónico; mide la diferencia en el tiempo de tránsito de los pulsos que viajan entre dos transductores <p>Otros medidores de flujo pueden también ser usados para cuantificar la tasa de flujo en venteos frío o líneas a antorcha incluyendo Coriolis, diferenciales de presión y medidores de flujo tipo vortex.</p> <p>Medidores de flujo cuantifican el flujo del gas en línea sobre ductos o en ductos de final abierto y son generalmente o bien insertados en, o montados directamente en el ducto.</p> <p>Los medidores de flujo se insertan en el flujo de gas en el extremo abierto de un ducto o a través de algún otro punto del mismo o de una línea a antorcha (por ejemplo, un medidor de flujo de masa térmica), se monta directamente en el ducto (por ejemplo, un medidor de turbina) o puede ser sujetado externamente en el ducto (por ejemplo, el medidor ultrasónico).</p> <p>Es útil para medir flujos de gas más grandes en ductos de extremo abierto y otras líneas de gas como los ductos a antorchas. No aplicable para fugas (por ejemplo, bridas y válvulas). Dependiendo de la tecnología utilizada, los medidores de flujo pueden medir flujos de gas más pequeños (por ejemplo, desde 8 m³/h para medidores de flujo de masa térmica) hasta flujos extremadamente grandes (por ejemplo, medidores ultrasónicos). La precisión depende del tipo y modelo; sin embargo, en general puede considerarse alta, especialmente en relación con otras tecnologías de cuantificación.</p>
	<p>Descripción</p> <p>Medición</p> <p>Metodología de uso</p> <p>Aplicabilidad</p>
	

Tecnología/Metodología	Información General	
	Velocidad de cuantificación	Para casos donde está instalado en forma permanente, es posible la medición en tiempo real. Cuando se trata de medidores de flujo portátil, la velocidad de cuantificación es relativamente lenta debido al tiempo requerido para el montaje del medidor.
	Restricciones climáticas	Dependiendo del tipo de medidor. Generalmente aplicable para un rango amplio de condiciones.
	Cuestiones de seguridad	No requiere que el operador se encuentre cerca de la fuente, al menos que se requiera realizar una lectura manual en algunos tipos de medidores (por ejemplo, algunos medidores de turbina).
	Requerimientos de servicio	Dependiendo del medidor de flujo, se requiere una calibración de rutina de acuerdo con las recomendaciones del fabricante, algunos tipos vienen con una calibración de por vida (por ejemplo, medidores de flujo ultrasónicos).
	Consideraciones de costos	Depende del medidor; pero se consideran un costo eficiente especialmente para mediciones de flujo altas.
<p>Anemómetro de Paleta</p> 	Descripción	El anemómetro de paletas consiste en un sensor de velocidad de flujo en la rueda de la paleta y una unidad de mano que muestra la velocidad medida del gas que pasa a través del dispositivo. El número de revoluciones de las aspas del ventilador se detecta con un receptor magnético y se correlaciona con una velocidad de flujo.
	Medición	El anemómetro de la paleta se coloca en el centro de la abertura de un ducto de venteo o se inserta en el mismo a través de un punto. Las mediciones deben tomarse en el centro de la tubería, cerca del extremo abierto de venteo y debe medirse la temperatura de la corriente de gas. Luego se registra la velocidad máxima del gas que se está venteando. Usando el diámetro de la tubería, se puede calcular el área de la sección transversal de la tubería. El área de la sección transversal se multiplica luego por la velocidad de flujo medida, para estimar el caudal volumétrico de las emisiones a través del ducto.
	Metodología de uso	Los anemómetros de paletas son sostenidos por un operador en la apertura de una línea de ventilación y se sostienen manualmente en su lugar para tomar una lectura de la velocidad.
	Aplicabilidad	Requiere acceso directo a ductos de flujos de proceso de final abierto, y solo es adecuado para grandes fugas / venteos (por lo general, el rango de medición de la velocidad del flujo de gas es de 0,4 a 80 m/s con una incertidumbre de 0,9 a 1,5). Recomendado para evitar el uso cuando el dispositivo ejerce una contrapresión en el venteo medido.

Tecnología/Metodología	Información General	
	Velocidad de cuantificación	La velocidad se mide instantáneamente; sin embargo, el acceso a la fuente puede llevar tiempo y limitar el número de líneas a medir por hora.
	Restricciones climáticas	Ideal en ambientes de poco viento, temperatura de trabajo para el sensor es de -15°C a 260°C, para el sensor portátil es de 0°C a 50°C.
	Cuestiones de seguridad	Requiere que el operador esté cerca de la fuente y, por lo general, la misma se encuentra a alturas elevadas.
	Requerimientos de servicio	Requiere de calibraciones rutinarias.
	Consideraciones de costos	Bajo costo y poco mantenimiento necesario.
<p>Anemómetro de hilo caliente</p> 	Descripción	Un anemómetro de hilo caliente es similar a un anemómetro de paleta; sin embargo, el primero se basa en un hilo que se encuentra caliente e inserto en un flujo de gas para medir la velocidad del mismo. El hilo caliente expuesto se calienta con una corriente eléctrica constante o se mantiene a una temperatura constante cuando se inserta en una corriente de gas que fluye. Como funciona según el principio de transferencia de calor, este dispositivo mide específicamente la corriente eléctrica que pasa a través del cable a medida que el calor se aleja como consecuencia del flujo del gas. La velocidad del gas se puede medir, ya que la pérdida de calor por convección es proporcional al flujo de gas.
	Medición	El hilo calentado se inserta por un punto al flujo de gas de un ducto o se coloca en el centro de un respiradero cerca del extremo abierto. Luego se mide la caída de temperatura y se calcula la velocidad del flujo de gas. Esto se puede traducir a un caudal volumétrico multiplicando el valor por el área de flujo de la sección transversal en m ² .
	Metodología de uso	Los anemómetros de hilo caliente son insertados por un operador en un punto del ducto al flujo de gas o se colocan en la abertura de un respiradero y se mantienen en forma manual para tomar una lectura.

Información General	
Tecnología/ Metodología	<p>Requiere acceso directo al flujo de proceso y es solamente adecuado para medir velocidades de flujo de gas de 0,2 a 200 m/s en ductos de ventilación, líneas de extremo abierto y flujo en ductos cerrados de un área de sección transversal conocida (por ejemplo, líneas de antorchas). No requiere la captura completa de gas y también es aplicable a corrientes de gas con gotas de líquido y partículas pegajosas que podrían dañar a un anemómetro de paletas.</p> <p>La velocidad se mide instantáneamente; sin embargo, el acceso a la fuente puede llevar tiempo y limitar el número de ductos a medir por hora.</p> <p>No es afectado por el viento. Mide a temperaturas de -10°C a 140°C. Asimismo, está limitado a un máximo de presión de trabajo de 16 bar por encima de la presión atmosférica.</p> <p>Requiere que el operador esté próximo a la fuente de emisión y, dependiendo de la fuente, generalmente a alturas elevadas.</p> <p>Requiere de calibraciones rutinarias.</p> <p>Costo bajo y poco mantenimiento necesario.</p>
Aplicabilidad	
Velocidad de cuantificación	
Restricciones climáticas	
Cuestiones de seguridad	
Requerimientos de servicio	
Consideraciones de costos	
Método 21 (y uso de ecuaciones de correlación para estimar tasas de emisión)	<p>El método de la EPA para la “Determinación de pérdidas de compuestos orgánicos volátiles” o el Método 21 se introdujo en los años de 1990 como un Estándar por la Agencia de Protección Ambiental de EE.UU. para la detección de pérdidas y monitoreo de emisiones fugitivas.</p> <ol style="list-style-type: none"> Mapeo de los componentes para tener un mapeo de valores (SV) en partes por millón (ppm). Solo las concentraciones son medidas en forma directa por el método 21. El tamaño de la pérdida no es considerado, y diversas tasas de pérdidas pueden tener las mismas concentraciones, y vice versa. Se aplican correlaciones para estimar la tasa de emisión (ER) Ecuaciones empíricas basadas en datos de campo (SV vs. ER de pruebas de ensayos). Reporte de tasas de emisión en kilogramos por hora (kg/h) Alta incertidumbre y el método 21 solo puede dar un estimado de tasa de emisión <p>Requiere que las concentraciones de metano de la emisión de los componentes considerados sean inicialmente medidas en partes por millón (ppm) y correlacionados con ecuaciones empíricas para estimar la tasa de emisión.</p>
Descripción	
Cuantificación	
Metodología de uso	

Tecnología/Metodología	Información General
<p>Petroleum Industry Correlation Curves Screening Values 0 - 1,000 ppmv</p>  <p>TCL Leak Rate (kg/hr)</p> <p>Screening Value (ppmv)</p> <p>Legend: F-F-F Finders Open-Ended Lines P-P-P Finders</p>	<p>Relativamente lento ya que la concentración de cada pérdida requiere ser inicialmente registrada usando un detector láser de pérdidas o instrumentos OVAs/TVAs.</p> <p>No pretende cuantificar en forma precisa las emisiones de cada pérdida, presenta incertidumbres significativas. Es solamente un estimado de las emisiones usando curvas de correlación. Las ecuaciones de correlación no pueden ser utilizadas por encima de ciertos valores (por ejemplo: 10.000 o 100.000 ppm).</p> <p>Las incertidumbres son altas para los valores considerados (hasta 200%). También, algunas ecuaciones de correlación son obtenidas de diversas fuentes y combinadas con datos de campo por lo que el rango de incertidumbre es alto (-80% a +300% de error). La combinación de las incertidumbres podría llevar a errores de muy alta magnitud en cuanto a las tasas de emisión.</p> <p>De alto requerimiento de mano de obra. A su vez, requiere de equipos de detección capaces de registrar concentraciones en ppm para cada pérdida. El equipo por sí mismo requiere de un costo de capital relativamente bajo.</p>
<p>Velocidad de cuantificación:</p>	
<p>Restricciones:</p>	
<p>Incertidumbre:</p>	
<p>Consideraciones de costos:</p>	